

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области»

УДК 622.692.4.053(204.1)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Киренков А.Ю.		11.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н		11.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н		11.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С	-		11.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		11.06.2020

Томск – 2020г.

Запланированные результаты обучения по программе бакалавриата

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14),

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись)

(Дата)

Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

Растягивающее продольное напряжение: 39,3 МПа.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор литературных источников о подводных переходах магистральных нефтепроводов.</p> <p>Анализ технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов.</p> <p>Анализ причин возникновения повреждений на подводных переходах.</p> <p>Расчет устойчивости подводного трубопровода.</p> <p>Проверка условий безопасности при эксплуатации подводного нефтепровода.</p> <p>Выполнение разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Т.Г. доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С. ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>02.03.2020г</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Киренков Александр Юрьевич		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Киренков Александр Юрьевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 4760 руб. - Затраты на специальное оборудование: 57000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение потенциальных потребителей. Анализ конкурентных технических решений. Технология QuaD. SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Киренков Александр Юрьевич		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Киренков Александр Юрьевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: участок ППМН Томской области. Область применения: для преодоления нефтепровода водной преграды.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) -ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: -Климатические и погодные условия на рабочем месте -Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума. -Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения. -Загазованность рабочей зоны Опасные факторы: -Факторы, связанные с электрическим током. -Взрывоопасность и пожароопасность. -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности технологического оборудования. Гидросфера: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители на поверхность водных источников и подземных вод.

	Нарушение гидрогеологического режима реки. Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и лесных массивов. Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации при сооружении подводного перехода магистрального нефтепровода: аварийные разливы нефти, выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы нефтепровода, затопление прибрежной территории, шквальные ветра. Наиболее типичным видом ЧС на подводных переходах является попадание нефти в подземные воды и реки, а также на береговую зону.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Киренков Александр Юрьевич		31.01.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2020 г.
------------------------------------------	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.03.2020	<i>Введение</i>	5
17.03.2020	<i>Обзор литературы</i>	8
01.04.2020	<i>Анализ технического состояния подводных переходов</i>	12
18.04.2020	<i>Анализ причин возникновения повреждений на подводных переходах</i>	12
30.04.2020	<i>Методы ремонта подводных переходов</i>	8
10.05.2020	<i>Расчет устойчивости подводного перехода</i>	10
14.05.2020	<i>Проверочный расчет на безопасность при эксплуатации подводного перехода</i>	12
20.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	8
23.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	8
25.05.2020	<i>Заключение</i>	7
29.05.2020	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		02.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 с., 12 рис., 26 табл., 29 источников,

Ключевые слова: подводный переход магистрального нефтепровода, безопасность эксплуатации, техническое состояние, причины повреждения.

Объектом исследования является условный подводный переход магистрального нефтепровода в Томской области.

Цель работы – выявление условий, способствующих эффективной и безопасной эксплуатации ППМН на примере одного из участков трубопровода Томской области.

В процессе исследования проводились анализ технического состояния и анализ причин возникновения повреждений подводных переходов. Произведены расчет на устойчивость подводного перехода, расчет параметров балластировки подводного трубопровода. Проведена проверка условий безопасности при эксплуатации подводного перехода

В результате исследования было установлено, что подводный переход устойчив против смятия, выявлен экономически эффективный способ балластировки трубопровода и проверены условия безопасности при эксплуатации подводного перехода, которые были полностью выполнены.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения ремонтных работ на подводном переходе, подготовительные работы, земляные работы,

Область применения: Подводные переходы магистральных нефтепроводов Томской области

Экономическая эффективность/значимость работы трудозатраты при сплошном обетонировании трубопровода меньше в 3,12 раз, чем при балластировке одиночными железобетонными грузами УТК. В то же время седловидный груз и груз УБО оказались равны по экономической эффективности.

В будущем планируется применение на объектах нефтяного транспорта с целью повышения эффективности и безопасности эксплуатации подводного перехода.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Киренков А.Ю.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					10
Консульт.							106
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б6А	

Термины, определения, сокращения

Термины и определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

Балластировка трубопроводов – способ закрепления трубопроводов с помощью утяжеляющих грузов при прокладке их на заболоченных или обводненных грунтах.

Берег – узкая полоса суши в зоне сопряжения водной поверхности водоема или водотока с прилегающими склонами земной поверхности, находящаяся под непрерывным и непосредственным воздействием воды.

Вертлюг – важный элемент буровой установки, обеспечивающий свободное вращение буровой колонны с одновременным подводом промывочной жидкости в неё.

Диагностика трубопроводов – получение информации о состоянии стенок трубы в целях обнаружения дефектов.

Дюкер – участок нефтепровода, прокладываемый на пересечении с искусственным или естественным препятствием: под руслом реки или канала.

Магистральный нефтепровод – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Межень – самый низкий уровень воды в реке.

Пилотная скважина – направляющая скважина, бурение которой осуществляется в первую очередь.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Киренков А.Ю.				Термины, определения, сокращения			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.									11	106
Консульт.								ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Подводный переход магистрального нефтепровода – участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

Пойма – часть дна речной долины, затопляемая в половодье или во время паводка.

Сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ГВС – газовоздушная среда

ДВС – двигатель внутреннего сгорания

ДЭС – дизельная электростанция

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба

МН – магистральный нефтепровод

МТ – магистральный трубопровод

ННБ – наклонно-направленное бурение

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПП – подводный переход

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода

РНУ – районное нефтепроводное управление

СОД – средства очистки и диагностики

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЭХЗ – электрохимическая защита

					Термины, определения, сокращения	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	15
1. Литературный обзор	17
2. Общая теоретическая часть.....	18
2.1 Понятие подводного перехода	18
2.2 Классификация подводных переходов	19
2.3 Современные способы сооружения подводных переходов магистральных нефтепроводов	23
2.3.1 Траншейный метод	24
2.3.2 Бестраншейные методы.....	25
2.3.3 Наклонно-направленное бурение	25
2.3.4 Микротоннелирование	26
3. Анализ технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов	28
4. Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов.....	32
5. Очистка и диагностика подводных переходов.....	38
5.1 Технология и технические средства очистки нефтепроводов от АСПО	39
5.2 Диагностика дефектов.....	42
6. Техническое обслуживание подводных переходов	45
7. Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов.....	47
7.1 Основные положения формирования безопасного уровня эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов.....	47
7.2 Методы ремонта подводных переходов	50
7.2.1 Методы ремонта традиционным способом	50
7.2.2 Методы ремонта бестраншейным способом	52
7.2.3 Методы внутритрубного ремонта	53
8. Практическая часть	55
8.1 Расчет устойчивости подводного трубопровода	55
8.2 Расчет параметров балластировки подводного трубопровода	61
8.3 Проверка условий безопасности при эксплуатации подводного нефтепровода....	65
9. Социальная ответственность.....	72

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Киренков А.Ю.				Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.						13
Консульт.							106
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б6А	

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
9.1.1 Производственная безопасность	73
9.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	75
9.2 Экологическая безопасность	78
9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
10.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	83
10.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	83
10.1.2 Анализ конкурентных технических решений	84
10.1.3 SWOT – анализ	88
10.2 Планирование научно–исследовательских работ	91
10.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	91
10.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ	91
10.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	92
10.3 Бюджет научно–технической разработки	94
10.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	94
10.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	95
10.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы	96
10.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы	97
10.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды	98
10.3.6 Накладные расходы	98
10.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы	99
10.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	99
Заключение	103
Список использованных источников	104

Введение

Российская Федерация входит в состав ведущих стран по экспорту газа и нефти. На сегодняшний день трубопроводный транспорт является самым экологически чистым способом транспортировки больших объемов сырья на планете.

Из-за большой протяженности магистральных трубопроводов возникают различные трудности в их прокладке, и, соответственно, в эксплуатации и обслуживании. Одними из многочисленных трудностей являются водные преграды, а именно реки, озера и водохранилища. Суммарная протяженность порядка 1500 подводных переходов нефтепроводов ПАО «Транснефть» составляет примерно 1800 км (2,5% от общей длины магистралей). Протяженность отдельных подводных переходов достигает нескольких километров.

Процесс транспортировки углеводородов по магистральным трубопроводам должен обеспечивать непрерывность перекачки, а также безотказную и безаварийную работу всего процесса.

Аварии на магистральных трубопроводах и утечки нефти наносят как экологический ущерб окружающей среде, так и экономический ущерб предприятию, возникают нарушения во взаимодействии с соседними отраслями. Штрафы за загрязнение окружающей природной среды значительно подрывают экономику предприятий. Следовательно, экологическая составляющая — это обязательное условие конкурентоспособности на международном рынке. Поэтому компании, эксплуатирующие и контролирующие переходы через водные преграды, должны обеспечивать равновесие трубопроводных систем с окружающей средой. Исследования данных эксплуатации ППМН свидетельствуют о том,

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Киренков А.Ю.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						15	106
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

что относительное количество отказов на подводных переходах в 1,3 раза больше, чем на остальной линейной части магистральных нефтепроводов.

Из выше сказанного остро встает вопрос о необходимости повышения эффективности и безопасности эксплуатации ППМН, используя различные методы и технологии. Исходя из этого, поставленная тема является актуальной.

Чтобы детально изучить проблемы и выбрать технологии в работе, был исследован ППМН проходящий через водоток Томской области.

Целью выпускной квалификационной работы является выявление условий, способствующих эффективной и безопасной эксплуатации ППМН на примере одного из участков трубопровода Томской области.

Для достижения поставленной цели были рассмотрены и решены следующие задачи:

- 1) Изучение нормативно-технической документации по подводным переходам магистральных нефтепроводов
- 2) Анализ современного состояния подводных переходов
- 3) Анализ причин возникновения аварий на подводных переходах
- 4) Изучение основных видов ремонта на подводных переходах
- 5) Социальная ответственность при работе на подводных переходах
- 6) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при разработке ВКР

1. Литературный обзор

В исследованиях [1] было отмечено, что особо опасными являются разрушения трубопроводов в местах переходов через водные преграды, так как в этом многократно увеличивается площадь загрязнения нефтью, время и средства на локализацию зоны загрязнения и ликвидацию последствий аварии, наносится серьезный ущерб окружающей среде. В этом случае одним из основных условий, обеспечивающих снижение аварийности, является использование новых технологий повышения надежности и обеспечение безаварийного транспорта жидких углеводородов.

Вопрос надежности подводных переходов магистральных трубопроводов на протяжении долгого времени является актуальным для ученых, занимающихся исследованиями в сфере трубопроводного транспорта. Так проблемы безопасности подводных переходов магистральных трубопроводов и оценка их безопасности представлены в работах Забелы К.А [2], Бородавкина П.П. [3].

Современное же состояние подводных переходов магистральных нефтепроводов, анализ причин отказов трубопроводов и методы ремонта и реконструкции, основные преимущества и недостатки каждого из них описаны в работах Новицкого Д.В, Кузьмина С.В. [4].

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Киренков А.Ю.				Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.						17	106	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								

2. Общая теоретическая часть

2.1 Понятие подводного перехода

В настоящее время растет необходимость создания безопасных подземных переходов для магистральных трубопроводов. Это касается и сухопутных участков, где нужно прокладывать трубопроводы под авто и железными дорогами, причем, без прекращения движения, и всевозможными инженерными коммуникациями.

Отдельная задача — это подводные переходы, прежде всего, под реками, которые являются динамическими природными объектами, способными достаточно быстро изменяться, что может привести к серьезной техногенной аварии. Чтобы решить эти задачи с максимальной эффективностью, такие компании, как ПАО «Транснефть» уделяют большое внимание внедрению прогрессивных методов подземного преодоления подобных препятствий.

Подводные переходы – это магистральные трубопроводы, которые проложены подо дном водоема, моря, реки или озера.

В соответствии с нормативно-технической документацией, **подводным переходом** является участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 м и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины [5].

Каждый водный объект шириной более 10 м требует индивидуального подхода к его преодолению. Необходимо определить геологическое строение русла, гидрологический режим реки, собрать геодезические материалы о рельефе местности, гидрометеорологические данные, геофизические, экологические и археологические материалы.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Киренков А.Ю.				Общая теоретическая часть		
Руковод.	Шадрина А.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 2Б6А		

Полученные данные по типам и свойствам грунтов, линии предельного размыва, горизонта воды, скорости течения, наличие зимовальных ям, ценных рыбных пород и определяют способ, длину перехода, глубину заложения трубопровода, методы производства подводно-технических работ, сроки их выполнения. Таким образом, в каждом конкретном случае принимаются решения, позволяющие, с одной стороны, свести воздействие строительства на экосистему к минимуму, с другой – обеспечить безопасность перехода на весь период эксплуатации [6].

Система магистральных трубопроводов эксплуатирует около 40 % протяженности МТ, которые отработали порядка 20 лет, поэтому для дальнейшей безопасной работы магистральных трубопроводов необходимо постоянное комплексное диагностирование и своевременное устранение опасных условий эксплуатации [7].

2.2 Классификация подводных переходов

Подводные переходы магистральных трубопроводов, в зависимости от водных преград, значительно отличаются по своей структуре и сложности создания. Существуют различные классификации подводных переходов.

Одним из главных критериев сложности является ширина и глубина водной преграды.

Таблица 1 – Классификация подводных переходов

Малые переходы	Участок трубопровода, проложенный через водоем в межень по зеркалу воды до 30 м и глубиной до 1,5 м
Средние переходы	Участок трубопровода, проложенный через водоем в межень по зеркалу воды до 75 м

Продолжение таблицы 1

Большие переходы	Участок трубопровода, проложенный через водоем в межень по зеркалу воды более 75 м и глубиной более 1,5 м
------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------

Также учитывается и то, что внешние границы подводного перехода определяются уровнем воды, который достигается во время паводка до 10 раз в течение 100 лет. Поэтому проектировщики в праве запросить у гидрологов информацию по еще более строгой обеспеченности (1 раз в 100 лет).

Существует классификация (таблица 2) переходов через реки, учитывающая особенности процессов переноса грунта, виды грунта, слагающего русло реки, характер поведения реки, ее сток, скорость течения, глубину и ширину.

Четвертая категория данной классификации — это участки рек, где прокладка подводных переходов либо вообще невозможна, либо не рекомендуется.

В первую очередь это горные реки, реки, где проходят селевые потоки, русло которых отличается крайней неустойчивостью, а глубина переработки дна превышает два метра в течении одного сезона. Для проектировщиков работа на участках четвертой категории сложная, поэтому они меняют маршрут ведущий через такие участки или строят надводные переходы.

Полной противоположностью являются участки первой категории сложности. Это малые и средние подводные переходы, в местах, где разница между уровнем воды в паводок и межень незначительна, скорость течения не высока, берега устойчивы и опасность размыва трубопровода исключается даже при глубине заложения трубы менее одного метра и врезки в берег около пяти метров.

					Общая теоретическая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако подобные, простые в проектировании и удобные для строительства участки, встречаются далеко не всегда.

Таблица 2 – Классификация участков рек.

Категория	Глубинные и плановые переформирования	Характеристика	Примечание
I	Глубинные переформирования не превышают 1 м/год, а плановые незначительны.	Реки шириной до 50 м ленточно – грядового, осередкового и побочного типов, а также реки шириной более 50 м с устойчивым дном и берегами.	Опасность оголения труб полностью исключается, если глубина их заложения более 1 м, а врезка в берег более 5 м.
II	Глубины переформирования достигают 2 м, а плановые – 10 м.	Реки шириной более 50 м ленточно – грядового и побочного типов.	Трубопроводы не оголяются и не подвергаются силовому воздействию потока, если они заглушены более чем на 2 м, а врезка в берег более 15 м.
III	Небольшие глубинные переформирования достигают 2 м, а плановые – от 11 до 100 м.	Участки переходов через реки с ограниченным, незавершенным и свободным типом меандрирования, а также участки пойменной многоруканности.	
IV	Переформирования русла в течение нескольких дней или недель могут достигнуть по глубине более 2 м, а в плане – несколько десятков метров.	Участки горных рек с особыми формами руслового процесса, реки с явно выраженной неустойчивостью русла.	Строительство подводных переходов через такие участки рек нецелесообразно.

Часто приходится иметь дело с участками более сложной, 2-ой категории, где возможны деформации дна реки на глубину до 2 метров, а на берегах до 10 метров. Это характерно для переходов через средние и крупные реки, которые, однако, не имеют выраженной тенденции к изменению расположения русла.

Участки рек 3-ей категории сложности отягощены значительной переработкой берега — до 100 метров в каждую сторону. Это характерно для рек, которые имеют развитую сеть рукавов, активно меандрируют, то есть имеют развивающиеся излучины.

Для этих участков сложно определить максимальную глубину переформирования дна, так как водные потоки активно переносят донные отложения, формируя временные фарватеры и отмели. Обнаженные участки трубопровода в таком случае могут быть повреждены как техногенным путем, например, якорями плавсредств, так и в результате природных процессов — прежде всего ледохода.

Особое внимание на практике уделяется поведению донных грунтов в сейсмически опасных районах. В результате циклических нагрузок происходит разжижение песчаных грунтов и критические деформации трубопроводов. Все эти явления детально изучаются и принимаются решения по началу проектирования и строительства перехода на данном участке, либо поиск другого участка.

Подводные переходы подразделяются:

- на одностичные и многостичные;
- по способу строительства:
 - Наклонно-направленное бурение;
 - Микротоннелирование;
 - Метод протаскивания в трубу-футляр («труба в трубе»);
 - Траншейный способ.

Существуют границы подводного перехода МН, которые определяют его длину:

- Участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах (для одностичного перехода и основной нитки многостичного перехода).

- Участок, ограниченный затворами камеры пуска и камеры приема СОД, установленных на это нитке (для резервной нитки многостичного перехода).

Состав подводного перехода состоит из руслового участка, который ограничивается минимальным 30-суточным уровнем летне-осенней межени

					Общая теоретическая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

95%-ной обеспеченности, и береговых участков, которые находятся между границами руслового участка и границами перехода.

2.3 Современные способы сооружения подводных переходов магистральных нефтепроводов

В ВКР были проанализированы основные методы строительства ППМН через естественные и искусственные преграды, а также определены преимущества и недостатки каждого из них.

Обеспечение стабильной работы и безопасности магистральных нефтепроводов – является первоочередной задачей при строительстве и эксплуатации трубопроводной системы.

Риск эксплуатации ПП связан не столько с возможностью возникновения аварии, а сколько с появлением экологических проблем и больших затрат на их устранение.

Количество времени для ликвидации отказов на ППМН во много раз превышает аналогичные показатели на сухопутной части нефтепроводов.

Ремонт ПП по сложности и затратам сопоставим со строительством нового ПП.

При пересечении МН водной преграды нужно учитывать строение русла, берегов и поймы реки, ширину и глубину водоема, геологию дна и водный режим.

При проектировании ППМН через водные преграды разработчики опираются на данные гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом специфики эксплуатации в данном районе ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, которые могут оказать влияние на режим водной преграды в месте перехода, планируемых дноуглубительных работ, а также на требования по охране водных ресурсов [8].

					Общая теоретическая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3.1 Траншейный метод

В мировой практике строительства ППМН наиболее широкое применение получили методы их прокладки, которые условно можно разделить на две группы: траншейные и бестраншейные [8].

Одним из самых распространенных методов строительства ППМН является траншейный метод (рис.1) [8].

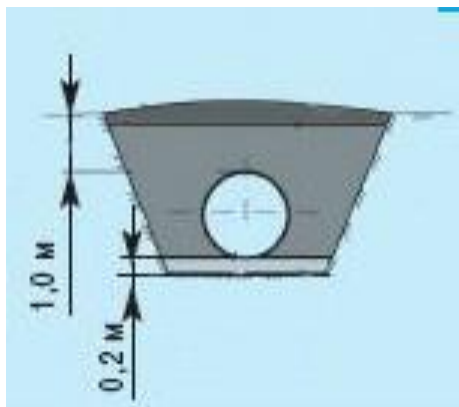


Рисунок 1 – Траншейный метод прокладки трубопровода

Данный метод подразумевает разработку траншеи специальной землеройной техникой (земснаряды, грунтососы, гидромониторы, скреперы) и одновременно с этим подготовку дюкера.

На производстве применяют три основных метода укладки трубопровода в подводные траншеи:

- протягивание по дну;
- погружение с поверхности воды трубопровода полной длины;
- укладка с плавучих средств, и опор.

Каждый из перечисленных методов укладки имеет свои недостатки, основным из которых является большой объем подводно-технических и земляных работ, связанных с разработкой траншеи, однако при определенных условиях имеют ряд преимуществ. Чаще всего траншейный метод строительства подводных переходов применяется в случаях невозможности использования бестраншейных методов, характеризующихся рядом ограничений [8].

					Общая теоретическая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3.2 Бестраншейные методы

В настоящее время широкое распространение получили бестраншейные методы строительства подводных переходов магистральных трубопроводов: наклонно-направленное бурение, микротоннелирование, [8].

При строительстве ПП бестраншейным методом уменьшается неблагоприятное воздействие на экологию, в том числе гидрологию водоема, повышается надежность трубопровода.

2.3.3 Наклонно-направленное бурение

Строительство подводных переходов методом ННБ (рис. 2), может осуществляться по различным технологическим схемам. Зависит это от характеристик водных преград, технических характеристик буровых установок, а также от геометрических параметров пути проложения ПП.

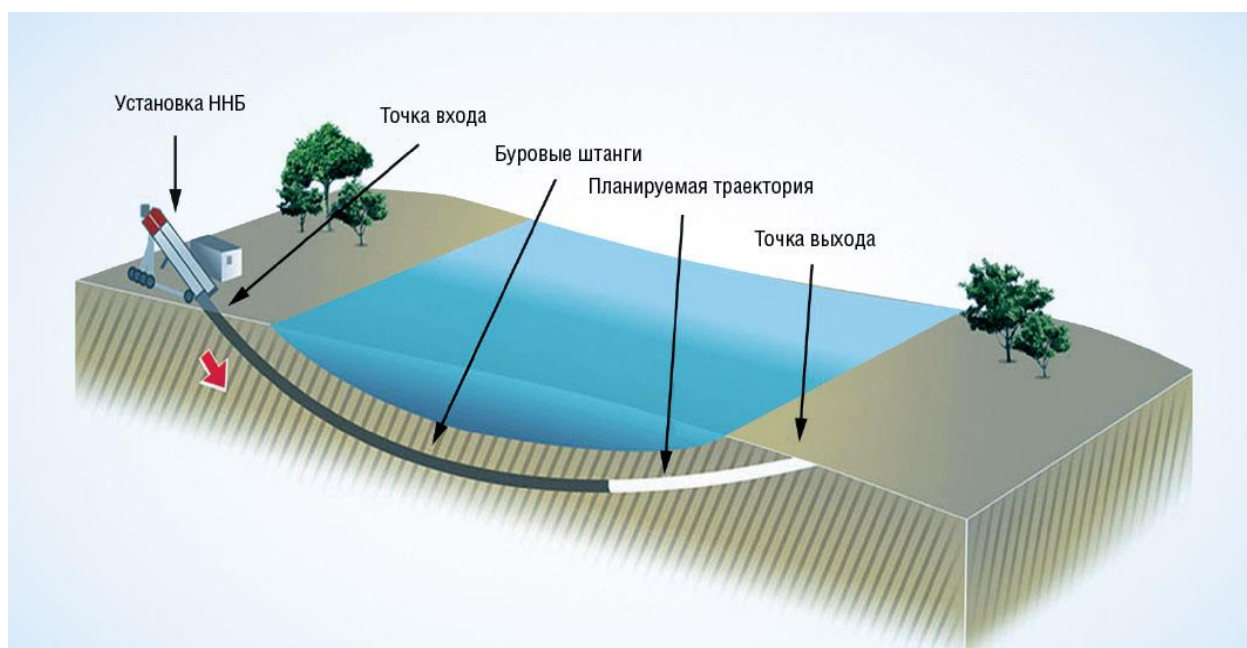


Рисунок 2 – Прокладка трубопровода методом ННБ

Общими для всех технологических схем являются основные этапы ННБ:

- бурение пилотной скважины;
- расширение скважины в один или несколько приемов в различных направлениях;

- протягивание трубопровода в разрабатываемую скважину [8].

ННБ позволяет обеспечить высокую надежность построенного объекта, обеспечить экологическую безопасность, сохранить дно, берега реки, и сохранить водный режим реки. Также данный метод значительно уменьшает вероятность аварий, а значит увеличивает срок службы ПП в рабочем состоянии. ННБ обеспечивает минимальный объем вынутого грунта, значительно уменьшает время строительства, что отражается на уменьшении затрат. Самый главный плюс данного метода – это обеспечение долговечности работы ПП.

Ограничением метода ННБ являются сложные геологические условия: галечниковые грунты, грунты с включением валунов, карстовых полостей, скальные, илистые грунты. Эти факторы в совокупности с конструктивными параметрами буровых установок и технологии бурения определяют возможность или невозможность строительства того или иного объекта методом ННБ [5].

2.3.4 Микротоннелирование

Метод микротоннелирования (рис. 3) основан на строительстве тоннеля с помощью дистанционного управляемого проходческого щита [2].

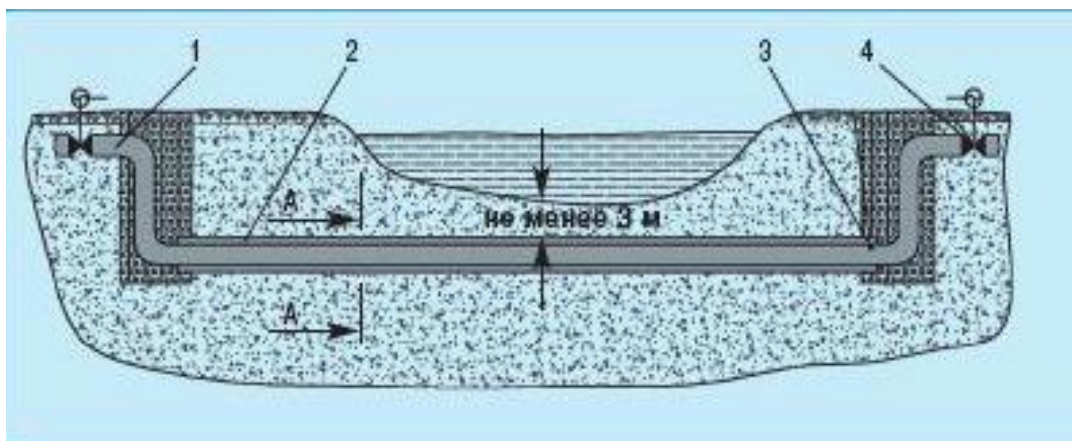


Рисунок 3 – Конструкция подводного перехода нефтепроводов по методу микротоннелирования

1 – трубопровод; 2 – тоннель; 3 – датчик изменения давления; 4 – крановый узел.

Микротоннельный щит работает из заранее подготовленной стартовой шахты в прямолинейном или криволинейном направлении.

Выемка щита производится из приемной шахты.

Преимуществами микротоннелирования, так же как и метода ННБ, является отсутствие воздействия на русловые процессы пересекаемой водной преграды. Также данный метод обеспечивает защиту руслового участка ППМН от размыва и защиту трубопровода от механических повреждений. Еще одним преимуществом является сохранение экологического баланса в месте проведения работ и отсутствие воздействий на режим судоходства.

Но микротоннелирование имеет ряд сложностей при проходке, а именно через скалистый грунт.

					Общая теоретическая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Анализ технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов

Магистральные нефтепроводы Западной Сибири – это эффективная и функционирующая система, исправно снабжающая нефтью и газом Российскую Федерацию, а также ближнее зарубежье и европейские государства.

Многие магистральные нефтепроводы Западно - Сибирского комплекса были построены ещё в 1970 – 1980 годах. После распада СССР, где действовал единый механизм нефтеснабжения, появились трудности в направлениях поставок нефти, в области эксплуатации и в обеспечение технически исправного состояния.

В энергетической стратегии России прослеживается курс на увеличение добычи нефти с газовым конденсатом к 2020 году []. В компании ПАО «Транснефть» проводится работа по техническому перевооружению, обслуживанию и капитальному ремонту объектов системы трубопроводного транспорта, чтобы обеспечить надежную работу системы трубопроводов и экологическую безопасность и как итог обеспечение непрерывных поставок нефти потребителям, что в свою очередь ведет к развитию экономики в России.

В Западно - Сибирском регионе система магистральных нефтепроводов строилась с 1965 по 1985 гг., основная часть которых строилась в ускоренном темпе для транспорта нефти со Среднего Приобья в центральные районы России. В этом время преимущество отдавалась трубопроводам с большой протяженностью и с большим диаметром. В итоге по Западно - Сибирской нефтетранспортной системе транспортировалось более 400 млн. тонн нефти в год.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Киренков А.Ю.			Анализ технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								28		105	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б6А					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

При транспортировке нефти по магистральному нефтепроводу появилась необходимость повышения условий надежности и экологической безопасности трубопроводной системы. Так как в процессе эксплуатации трубопроводы постоянно находятся под нагрузкой, а также воздействием окружающей среды, то они «стареют». Одной из главных причин разрушения трубопроводов является коррозия, которая возникает из-за нарушения целостности изоляционного покрытия. Помимо внешней коррозии, существует также внутренняя коррозия труб, которая возникает из-за переменного состава перекачиваемой продукции. Также к повреждениям участков трубопроводов ведут динамические перегрузки рядом с насосными станциями. Регулярные изменения теплового состояния потока перекачиваемой продукции ведет к отклонениям трубопроводов от их проектного положения.

Данные факторы в основном оказывают свое влияние на подводные переходы, если учесть возможный экологический ущерб, а также трудность аварийных и ремонтных работ.

ППМН через водные преграды являются участками высшей и первой категории согласно [3,9].

Основные причины высоких эксплуатационных требований к подводным переходам:

1. ПП представляют собой наибольшую экологическую опасность.
2. ПП – это участки с высоким уровнем напряженно – деформированного состояния трубопровода.
3. ПП являются трудно ремонтируемым объектом. [10].

Анализ причин (рис. 4), которые вызывают необходимость капитального ремонта, показал, что самыми распространенными являются оголения и провисы ПП в следствии недостаточной глубины заложения ПП при строительстве. А непроектное положение нефтепровода ведет к дополнительным напряжениям.

					Анализ технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29



Рисунок 4 – Основные причины вывода подводного перехода в капитальный ремонт

Статистика аварий на трубопроводах (рис. 5) показывает, что 85% аварий возникает на трубопроводах со сроком службы более 15 – 20 лет. При этом 75 % ПП имеют срок эксплуатации более 15 лет [4].

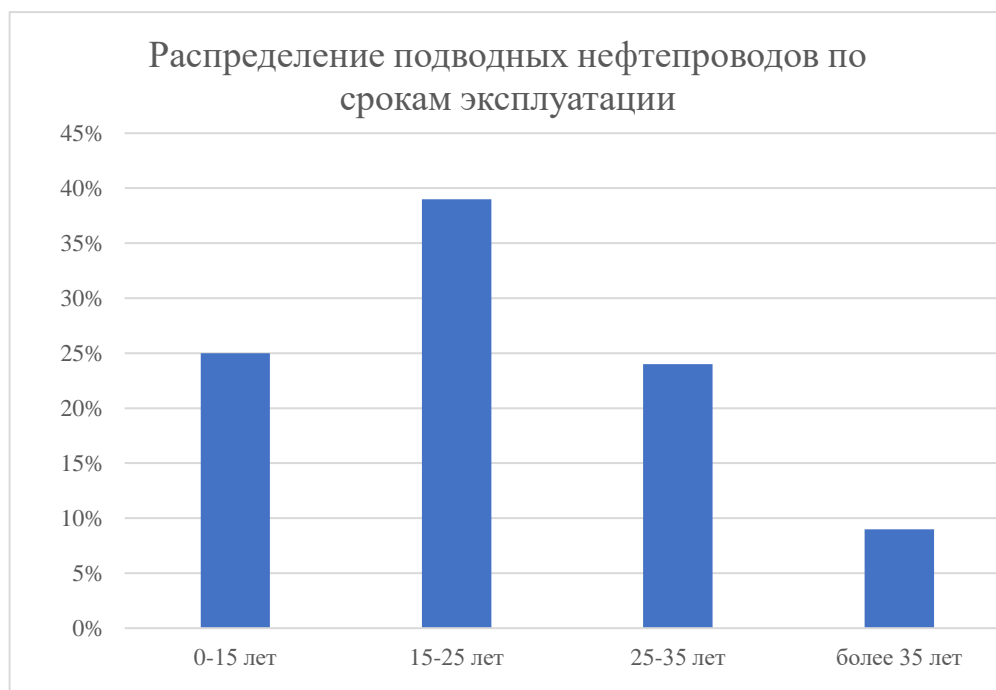


Рисунок 5 – Статистика аварий на трубопроводах

Процесс эксплуатации МН демонстрирует, что наибольшее число отказов связано с наличием дефектов металла труб и сварных швов, а также возникающих концентрационных напряжений. Основными причинами отказов ПП являются наружная и внутренняя коррозия, дефекты труб, которые возникли на заводе, брак при строительно – монтажных работах, брак при сварочных работах, размыв труб в руслах рек, а также нарушения правил безопасности и эксплуатации (рис. 6).



Рисунок 6 – Причины отказов на подводных переходах.

Анализ технического состояния ППМН Западной Сибири приводит к выводу, что для поддержания нефтепроводов в рабочем эксплуатационном режиме и обеспечения полной безопасности для экологии нужно принимать определенные меры, которые соответствуют новым стандартам.

4. Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов

ППМН могут эксплуатироваться вплоть до 50 лет и более, если соблюдаются все нормативные документы по строительным и монтажным работам.

Причины возникновения повреждений на ППМН можно подразделить на два вида: основные и второстепенные.

Основные причины – это гидрология зоны строительства подводного перехода, а также коррозия стенок трубы. Второстепенные причины – это брак при строительно – монтажных работах, механическое воздействие из внешней среды, биологическое и бактериальное воздействие, различные природные катаклизмы и катастрофы, нарушение режимов перекачки нефти.

Источники и причины повреждений ППМН представлены на рисунке 7, согласно данным [11].

В окружающем мире не существует рек, водных преград с одинаковым рельефом, строением дна, скоростным режимом, дождевыми паводками и половодьем.

Ряд причин могут оказывать влияние на деформацию русла реки и в первую очередь это сезонные изменяющиеся факторы: глубина воды, скорость течения, береговые уклоны и откосы, направление течения. В значительной степени на интенсивность деформации русла реки оказывает половодье, а именно высота уровня воды в этот период времени и длительность.

В свою очередь на разрушение берегов оказывают влияния ветра, волны и лёд, который плывет на берег.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Киренков А.Ю.				Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.						Листов
Консульт.							32
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б6А	
							106

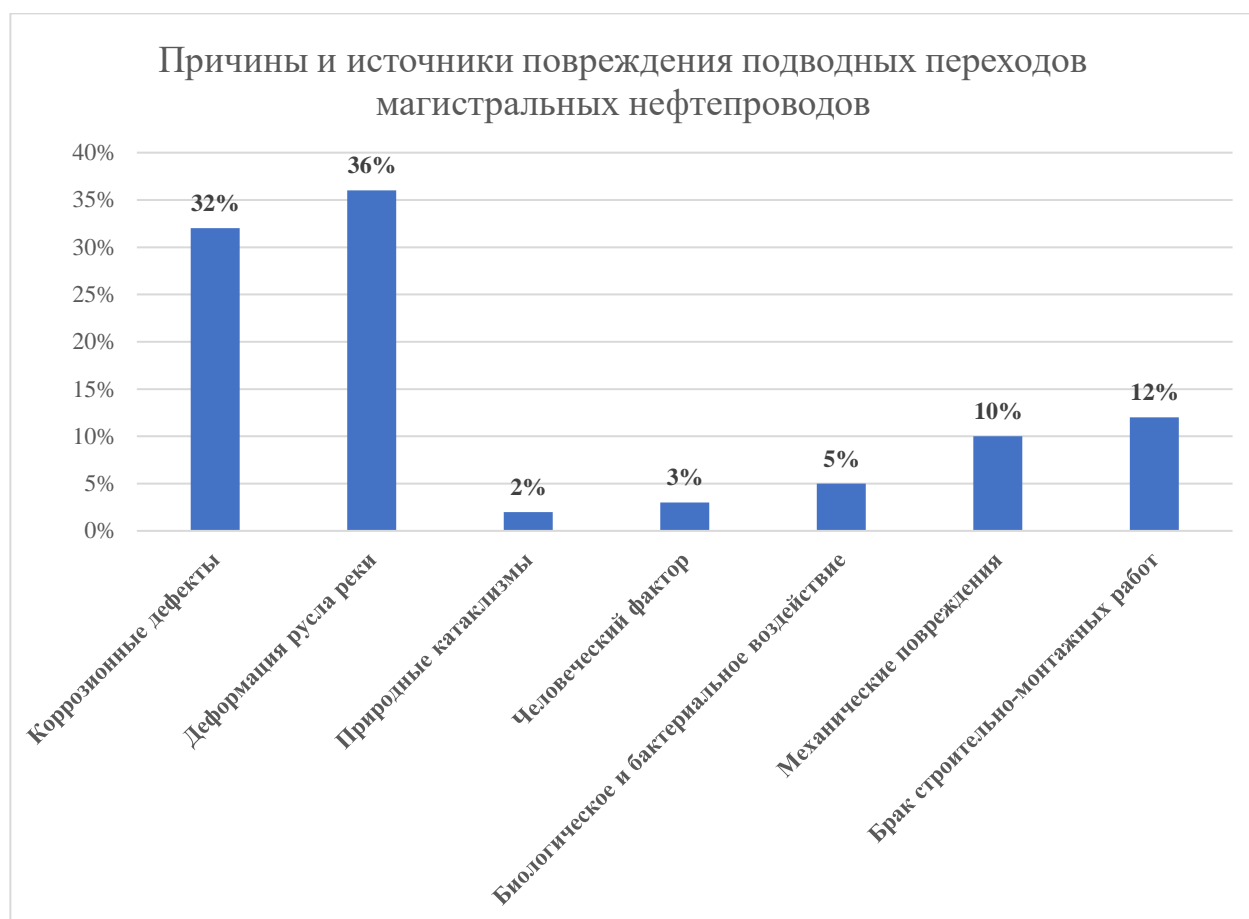


Рисунок 7 – Причины и источники повреждения подводных переходов магистральных нефтепроводов

ППМН, построенный без учета деформации русловых процессов, будет провисать в створе перехода. В свою очередь в точках контакта подводного трубопровода с грунтом будут возникать максимальные напряжения, которые будут вызваны весом провисающего участка трубы.

Вода оказывает непосредственное давление на трубопровод не только как жидкость, но и как твердое тело в виде льдин. Давление льда может быть статическим, когда температура льда увеличивается и он не может свободно расширяться, и динамическим при непосредственном движении льда и ледяных полей. Лдины могут перекрывать русло реки и тем самым вызывать блуждание русла, в результате чего подмываются коренные берега.

Вода также оказывает физико – химическое воздействие на

трубопровод и грунт. Под большой скоростью вода может разрушать речное ложе, и в случае образование зон вакуума при обтекании сооружения потоком с большими скоростями возникает кавитация, вызывающая особый вид эрозионного разрушения в этих зонах [4].

Состав грунта оказывает влияние на сопротивление эрозии. Так устойчивость грунта зависит от размера и связанности частиц. Поэтому самая интенсивная деформация будет наблюдаться в речном русле, сложенном мелкими и песчаными фракциями, потому что они легко поддаются размыву.

Для определения плотности грунта подводного перехода используются визуальный и механический методы. Визуальный метод – это водолазное обследование для определения устойчивости грунта реки, в механическом методе используют специальный скважинный прибор ЦМ8-12 (рис. 8). Данный прибор протягивается внутри подводного перехода без остановки перекачиваемого продукта и является источником гамма – излучения.



Рисунок 8 – Скважинный прибор ЦМ8 – 12

Существует три методики защиты ППМН от размыва.

Суть первой методики – это экстренное предотвращение аварий, которые вызваны русловыми деформациями на ПП. Защита ПП производится с помощью засыпки и укладки мешков со смесью из песка и цемента, дополнительное углубление трубопровода достигается путем метода подсадки, засыпки трубопровода песчано - гравийным грунтом.

					Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Но в настоящее время особое внимание получила вторая методика, суть которой, это закрепление береговых склонов гибкими синтетическими материалами. Материалы могут отличаться между собой составом полимеров и прочность волокон, все зависит от условий их применения.

Третья методика направлена на защиту с помощью русло-выправительных сооружений таких, как полузапруд, наносоудерживающих решеток и донных порогов.

Основная причина аварий на подводных переходах является коррозионное разрушение металла.

На скорость коррозионных процессов оказывает влияние концентрация кислорода в воде, то есть чем больше кислорода растворено в воде, то тем быстрее будет протекать коррозия металла. Начальная скорость коррозии в такой воде может достигать до 1 мг/см² за сутки, но далее эта скорость будет снижаться из-за образования окислов железа, своего рода пленочной барьер, который затормаживает процесс диффузии кислорода и следовательно разрушение металла.

Помимо кислорода, на коррозию железа влияют и соли, которые растворены в воде. Например, с повышением концентрации хлористого натрия скорость коррозии увеличивается, но в дальнейшем снижается в насыщенном растворе.

Коррозия также приводит к растрескиванию металла из-за «перенапряжения водорода» на катодных участках. При повышении концентрации водорода в зоне скрытых дефектов на поверхности трубопровода атомы водорода внедряются в стальную решетку и тем самым создается внутреннее напряжение, которое ведет к самопроизвольному растрескиванию. Для выявления коррозионных повреждений используются внутриинспекционные снаряды (рис. 9): «UltraScan WM», «UltraScan CD» и т.д

					Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

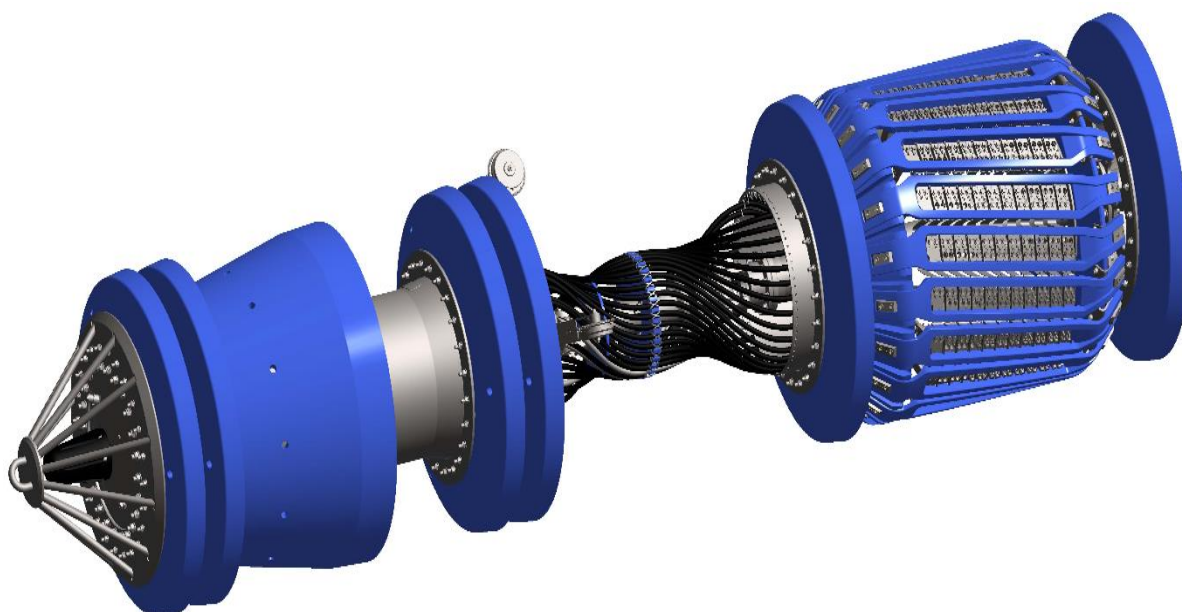


Рисунок 9 – Ультразвуковой дефектоскоп WM

На ППМН используют усиленный тип изоляционного покрытия, выбор материала зависит от условий строительства и эксплуатации трубопровода. Помимо изоляционного покрытия, для более лучшей защиты подводного перехода, используют катодную и дренажную защиту.

Водная среда – это место существование различных бактерий, животных и растений, они в свою очередь также оказывают отрицательное влияние на трубопровод. Например, растительные и животные обрастания подводных трубопроводов наносят повреждения изоляционным покрытиям и образуют коррозионные участки. Некоторые моллюски и личинки могут повреждать битумную изоляцию путем разъедания вплоть до 4 - 5 мм глубины.

Еще одной причиной повреждения подводных переходов является брак строительно - монтажных работ. Несоблюдение требований [2] приводит к тому, что при выполнении земляных работ могут встретиться твердые грунты, которые не были выявлены при изысканиях и в проекте не учитывались. Зачастую механизмы назначаются без учета наличия их у

					Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

подрядчика, необоснованно закладываются дорогостоящие работы гидромониторами и грунтососами там, где целесообразно предусмотреть разработку траншей другим методом, например более производительными земснарядами. В практике строительства имеются случаи, когда подрядчик без достаточных оснований требует с целью увеличения стоимости строительно – монтажных работ, чтобы в проекте были заложены наиболее дорогостоящие методы производства земляных работ [12].

Все вышеперечисленные причины возникновения дефектов на подводном переходе дают лишь приблизительную оценку и не дают полной информации о состоянии трубопровода. С развитием науки и техники данные причины будут оказывать всё меньшее влияние на разрушение трубопровода, т.к. границы «возникновения» всегда исходят от профессионального человеческого фактора.

На сегодняшний день единственным способом повышения безопасности эксплуатации ППМН остается «обоснованный» ремонт, состоящий в выборочном подходе или в полной замене участка подводного трубопровода.

					Анализ причин возникновения повреждений подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

5. Очистка и диагностика подводных переходов

Обследование МТ с целью выявления геометрических дефектов: вмятин, гофр и др., а также брака строительно-монтажных работ является обязательным процессом.

Обследование МТ, которые имеют вмятины, гофры, брак требует использование специальных технологий для проведения подготовительных работ в безопасном режиме. Также необходимы технические устройства для подготовки МТ к обследованию и технические устройства повышенной проходимости для обследования.

Периодическая очистка НП одна из необходимых процедур для обеспечения эффективной и безопасной работы трубопровода.

Очистка включает в себя удаление АСПО, песка, препятствующих нормальной перекачке продукта. Особенно важна такая очистка при перекачке сортов нефти с высоким содержанием парафина.

При подготовительных работах по очистке количество отложений в нефтепроводе неизвестно, т.е. имеется вероятность застревания очистного устройства, что может привести к полной закупорки нефтепровода парафином. Это в свою очередь приведет к повышению давления за очистным устройством и к разгерметизации нефтепровода с выходом нефти на поверхность. Такой результат более вероятен, если очистка нефтепровода производится скребком, который должен удалять большое количество отложений за один раз. Для предотвращения такой аварийной ситуации и обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода и их подводных переходов необходимо применение специальной технологии проведения очистных работ и комплекса технических средств, позволяющих непрерывно контролировать движение скребков, а также своевременно и с

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Киренков А.Ю.			Очистка и диагностика подводных переходов				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шадрина А.В.									38	106	
Консульт.									ТПУ гр. 2Б6А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

высокой точностью определять местонахождение скребка в случае его остановки в нефтепроводе.

Повышенную опасность загрязнения окружающей среды представляет подводный переход нефтепровода, особенно через крупные судоходные реки.

5.1 Технология и технические средства очистки нефтепроводов от АСПО

В процессе перекачки нефти по трубопроводам происходит постоянное загрязнение их внутренней поверхности, что в свою очередь приводит к уменьшению живого сечения трубопровода и уменьшению пропускной способности, а также к повышению давления. Данный процесс особенно интенсивно протекает при перекачке высоковязких нефтей, с высоким содержанием парафина, а также на участках со значительным перепадом температуры.

Образованию парафиновых отложений на стенках труб способствуют:

- Шероховатость трубы. Шероховатые стенки труб являются благоприятным фактором для образования на них парафинов. Также при турбулентном режиме шероховатость ускоряет процесс перемешивания потока, тем самым высвобождая газ и парафин из нефти у стенок труб.

- способность нефти растворять парафины. В тяжелой нефти парафины хуже растворяются, но интенсивнее выпадают из нее и осаждаются не стенках труб.

- концентрация парафиновых соединений в нефти. Чем выше данная концентрация, тем интенсивнее процесс отложения парафинов.

- скорость снижения давления.

- скорость перекачки нефти. Чем ниже скорость перекачки или чем меньше дебит скважины, тем интенсивнее откладываются парафины на стенках трубы [13].

					Очистка и диагностика подводных переходов	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Состав отложений как правило различается, на это влияет особенности работы и сроки работы трубопровода. В состав отложений помимо АСПО входят масла, окарины, механические примеси, ПАВ.

В подводных переходах особенно происходит накопление воды, как следствие развитие бактерий и появление коррозионных процессов. Сероводород, который активизирует коррозию, а также слизь и твердые частицы, являющиеся основой пробок в нефтепроводах, являются продуктом жизнедеятельности бактерий.

Выделяют такие вредные факторы влияния отложений на процесс эксплуатации нефтепровода:

- уменьшение сечение трубопровода;
- уменьшение пропускной способности;
- снижение качества перекачиваемой нефти;
- развитие внутренней коррозии стенок;
- ухудшение информации о внутренней диагностике трубопровода;
- загрязнение оборудования (лопатки турбин фильтров, компрессоров);
- увеличение энергопотребления из-за возможных повреждений трубопровода и застревания очистных устройств.

Очистка нефтепроводов производится с помощью таких очистных устройств, как поршень, скребок. Помимо механического способа используют и химический способ с помощью растворителей. Но химический способ требует значительного количества реагентов, а также длительного времени на выполнение работ. Высокое качество очистки достигается именно этим методом. Чаще всего химическую очистку используют, когда нет условий для механической очистки либо при замене перекачиваемой нефти на светлые нефтепродукты.

Технология очистки нефтепровода от АСПО включает следующие этапы:

					Очистка и диагностика подводных переходов	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- анализ технической документации линейной части трубопровода, камер пуска и приема очистных устройств;
- оценка состояния внутренней поверхности трубопровода и определение необходимости очистки;
- выбор технических средств очистки;
- определение периода очистки;
- исполнение работ по очистке;
- оценка результатов очистки.

Механические очистные устройства можно разделить на две группы по принципу действия и области применения.

Первая группа – это устройства, которые вытесняют загрязнения из трубопровода с помощью уплотнительных элементов. Уплотнительные элементы, перекрывая сечение трубопровода, обеспечивают вынос отложений из его полости, а также обеспечивают перепад давления для движения устройства.

Вторая группа – это устройства, которые разрушают и выносят отложения с внутренней поверхности трубопровода. Отличительной особенностью таких устройств является наличие рабочих элементов: ножа, ножа-щита, щеток, предназначенных для полной очистки стенок трубы.

Также для борьбы с парафинистыми отложениями на стенках труб используют:

- Передвижные паровые установки. Благодаря высокой температуре парафина плавятся и удаляются из трубопровода;
- Уменьшение шероховатости стенки труб путем применения специальных покрытий: лак, эпоксидная смола, стеклопластик;
- ПАВ, закачиваемые в поток нефти. Благодаря адсорбции ПАВ на кристаллах парафина снижается рост отложений и дальнейший объем;
- Теплоизоляцию, для сохранения высокой температуры нефти.

Проведение регулярной периодической очистки трубопроводов

					Очистка и диагностика подводных переходов	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

позволяет максимально использовать пропускную способность и уменьшить затраты на перекачку.

5.2 Диагностика дефектов

Ключевым направлением общей стратегии целостности подводных трубопроводов является диагностика дефектов.

В процессе длительной эксплуатации трубопровода происходит ряд изменений структурного состояния металла, связано это с физико-химическим воздействием, напряжением и коррозионной средой.

Сопротивление разрушения металла трубопровода зависит от структурных (внутренних) и эксплуатационных (внешних) факторов.

Внутренними факторами являются структурное состояние металла, которое зависит от процессов старения металла по действием циклических нагрузок, деформационного старения и накопления дефектов кристаллического строения типа микротрещин под влиянием химических и силовых воздействий.

Коррозионные повреждения могут развиваться в нескольких плоскостях, поэтому их труднее выявить и оценить, чем механические повреждения, которые обычно распространяются в одной плоскости.

Коррозия приводит к уменьшению толщины стенки трубопровода, к образованию локальных питтинговых язв, к зонам сплошной коррозии, что в свою очередь приводит к трещинам в трубопроводе. С увеличением возраста трубопровода увеличивается и вероятность развития уже существующих коррозионных процессов, а также новых повреждений. Именно коррозия является самой частой причиной повреждений и возникновения аварий на трубопроводе.

Помимо коррозионных дефектов в стенках трубопроводах возникают различные дефекты металлургического характера, такие как расслоение металла, дефекты геометрии металла (вмятины, гофры), которые возникают при строительно-монтажных работах.

					Очистка и диагностика подводных переходов	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внешними факторами разрушения металла являются: рабочее внутреннее давление, температурный перепад, возникающий у стенок трубопровода, движение потока, коррозионно-активная среда, движение грунта, связанное с паводками, оползнями и землетрясениями.

Внутритрубная диагностика состоит в запуске внутритрубного прибора (рис. 10, 11) который определяет и собирает информацию о состоянии стенки трубопровода и далее сохраняет её в своём бортовом информационном накопителе. Данная информация является основной по определению технического состояния трубопровода, с её помощью определяют типы и размеры дефектов, производят расчёт прочности и долговечности трубопровода, а также составляют план по ремонтным работам.



Рисунок 10 – Внутритрубный прибор – магнитный дефектоскоп

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

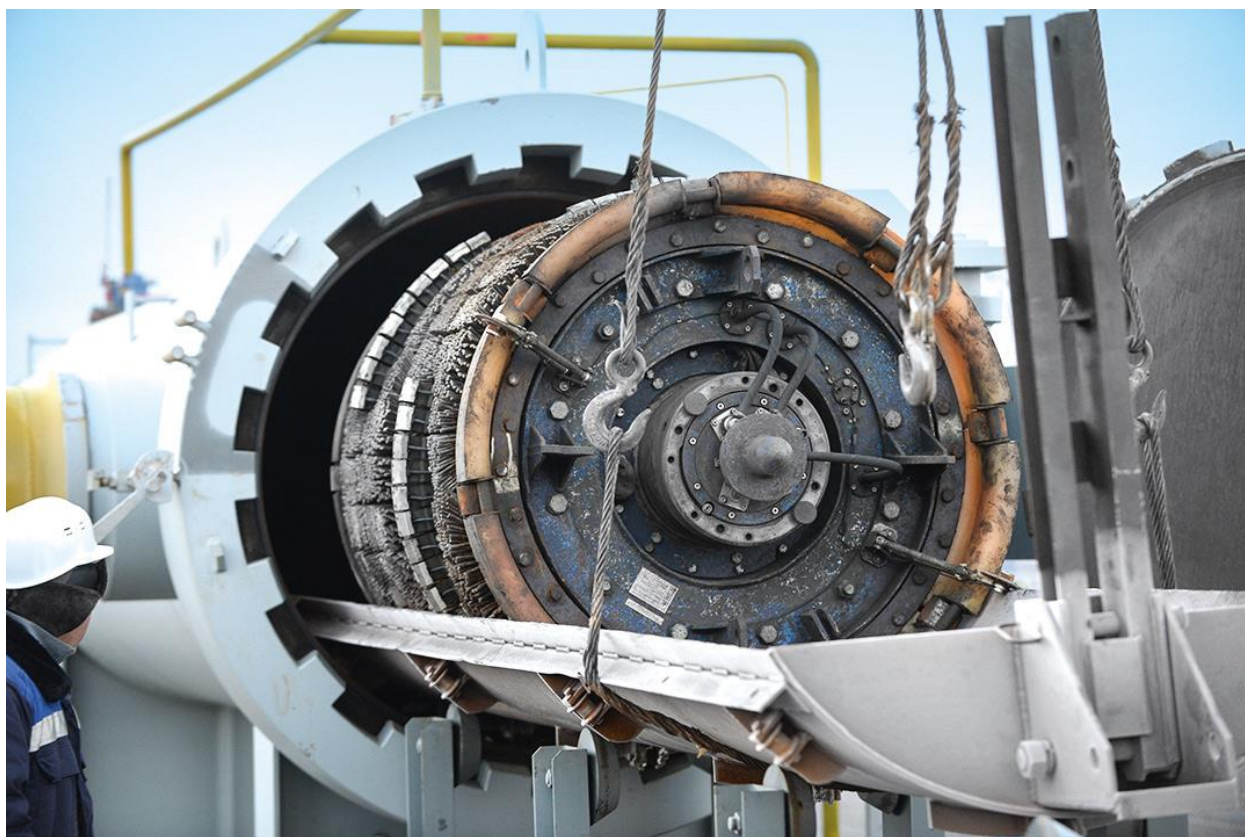


Рисунок 11 – Подготовка к запуску дефектоскопа

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Очистка и диагностика подводных переходов

Лист

44

6. Техническое обслуживание подводных переходов

Техническое обслуживание МН состоит из комплекса мероприятий по поддержанию работоспособности и исправности объектов МН.

Работоспособное состояние трубопровода – состояние трубопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и конструкторской документации [13].

Поэтому важным этапом является для подводного перехода МН, еще на стадии проектирования – это определение номенклатуры нормируемых показателей. Изменение нормируемых показателей ведет к изменению технического состояния объекта. Техническое состояние характеризуется техническими параметрами, которые прописаны в технической документации. Соответственно при выходе нормируемого показателя за пределы допустимого значения произойдет выход технического состояния объекта и в этом случае потребуются ремонт объекта.

Ремонт оборудования – это комплекс мероприятий по восстановлению работоспособности объектов МН [13].

Техническое обслуживание и ремонт подводных переходов должен производиться по годовым, месячным графикам, которые утверждены эксплуатирующей компанией. Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту подводного перехода МН описаны в технологических регламентах.

Подводный переход МН – наиболее сложное техническое сооружение и поэтому техническое обслуживание перехода включает в себя:

- визуальный осмотр пойменных и береговых участков перехода;
- обследование с помощью приборов руслового участка перехода;

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Киренков А.Ю.			Техническое обслуживание подводных переходов	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.					45	106	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

- обследование и анализ состояния провисающих участков подводного трубопровода;

- контроль состояния ЭХЗ от коррозии;

- контроль состояния изоляционного покрытия русловых и береговых участков переходов.

- проверка наличия и состояния береговых информационных знаков;

- ремонтные работы на переходах.

Выделяются две наиболее главных задач в проектировании и техническом обслуживании подводных переходов:

- изменение напряжения материала стенки должно быть в установленных пределах;

- обеспечение устойчивого положения трубопровода против всплытия.

					Техническое обслуживание подводных переходов	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов.

7.1 Основные положения формирования безопасного уровня эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов

По результатам внутритрубной диагностики, берегоукрепления, гидрологических характеристик водотока и сравнения фактического состояния подводного перехода с нормативными и проектными показателями, определяют техническое состояние подводного перехода магистрального нефтепровода.

Факторы, которые определяют техническое состояние подводного перехода:

- Наличие дефектов, которые подлежат ремонту;
- Величина заглубления нефтепровода в русле и береговой части водной преграды;
- Наличие и протяженность оголений и провисов трубопровода;
- Состояние антикоррозионной защиты;
- Состояние береговых укреплений;
- Состояние опорной планово – высотной топографической основы;
- Состояние информационных знаков.

Существует 3 вида обследования ППМН:

1. Периодически частичное обследование;
2. Периодически полное обследование;
3. Обследование в период строительства и ремонта.

При периодически частичном обследовании ППМН определяют состояния берега, береговых укреплений, информационных знаков,

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Киренков А.Ю.			Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								47		106	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б6А					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

проводят организацию водомерного поста, определяют планово – высотное положение трубопровода, проводят поиск участков с недостаточным заглублением, с оголениями или провисами, производят размеры данных участков, наносят перехода на профиль карты. В конце обследования проводят камеральную обработку результатов полевых изысканий и подготавливают отчет.

В периодически полном обследовании проводятся все те же работы, что и при частичном обследовании, а также дополнительно проводят гидрографическую съемку дна водоема и гидрологические измерения водотока.

В процессе решения вопроса о выводе ППМН в ремонт основополагающими факторами по результатам диагностики являются: состояние ПП, объемы ремонтных работ, конструктивно – технологические особенности перехода, а также затраты на восстановление ПП и потери во время простаивания трубопровода.

Техническое состояние перехода может находиться в исправном, неисправном или в критическом состоянии.

В исправном состоянии ППМН дефекты полностью отсутствуют, параметры заглубления и состояние береговых укреплений – полностью соответствуют нормативным документам и рабочему проекту.

В неисправном состоянии ПП возможно наличие более одного дефекта, который подлежит ремонту. Возможно разрушение береговых укреплений, но без оголения ПП.

В критическом состоянии ПП обнаруживаются различные дефекты, требующие ремонта, наблюдается провис трубопровода более 20 условных диаметров. Возможны разрушения береговых укреплений и оголения нефтепровода и отсутствия информационных знаков.

Если в процессе диагностики выявляется неисправное или критическое техническое состояние ПП, то в дальнейшем должны

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приниматься меры по восстановлению исправного состояния.

Чтобы принять решение о степени опасности состояния ПП и определить цель проведения ремонтных работ, все собранные материалы, которые определяют проектные, строительные, эксплуатационные параметры трубопровода, а также данные диагностики трубопровода, оценка ущерба от потерь и затрат на ремонтные работы, которые ведут к изменениям производительности нефтепровода и снижению поставки продукта, должны быть обобщены.

Для поддержания надежности и эффективности ПП проводят различные виды работ, а именно аварийно – восстановительный ремонт, капитальный ремонт или реконструкцию.

- Аварийно – восстановительный ремонт проводится при появлении неработоспособного состояния ПП, объемы работ зависят от вида и характера дефектов и повреждений.
- Капитальный ремонт проводится в плановом порядке для восстановления первоначальных характеристик ПП, т.е. для повышения эффективности и надежности трубопровода. Данный ремонт обычно связан с заменой поврежденной изоляции, с восстановлением стенки трубопровода, а также с восстановлением геометрии трубы.
- Реконструкция ПП подразумевает под собой полную замену ПП или замену участка ПП.

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

7.2 Методы ремонта подводных переходов

7.2.1 Методы ремонта традиционным способом

1. Засыпка размывых участков

Чтобы ликвидировать размывы на ПП их дополнительно заглубляют в дно водоема, а на берегу устанавливают специальные крепления. Засыпка не всегда оказывает положительное воздействие, так, например, при засыпке одного трубопровода есть риск возникновения планово – высотных деформаций на другом трубопроводе. Для засыпки используют прочные породы, такие как известняки, песчаники и сланцы.

2. Управление русловыми процессами

Чтобы подводный трубопровод находился в защищенном состоянии, которое отвечает всем строительным нормам и правилам, над ним должен поддерживаться определенный слой грунта. Именно управление русловыми процессами – это использование энергии потока воды для изменения дна водоема, чтобы поддерживать определенную толщину грунта над трубопроводом. Для предотвращения размыва русел используют струенаправительные дамбы, полузапруды и береговые укрепления.

3. Подсадка подводных трубопроводов

На реках большой протяженности, чтобы применить подсадку трубопровода ниже его фактического положения, используют трубозаглубители. Эффективность таких трубозаглубителей высока, когда трубопровод не имеет балластных грузов.

4. Берегоукрепительные работы

Эксплуатация ПП показывает, что существенные повреждения трубопроводу получают от набегающих волн, поэтому защита дна и берегов зависит от характера и скорости течения реки. В настоящее время рекомендуется берегоукрепительные работы производить с использованием синтетических нетканых материалов, которые укладываются в виде подстилочного слоя, далее они засыпаются не размываемыми грунтами или

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

отсыпками из щебня, могут использоваться железобетонные плиты.

5. Выборочный ремонт подводных трубопроводов

Ремонтные работы также зависят от времени года и определенных условий, так, например, работы могут проводиться с плавсредств, со льда или под водой. На ПП может производиться как постоянные методы ремонта, так и временные. Под методами постоянного ремонта понимается шлифовка, сварочные работы, установка не приварных ремонтных муфт и полная замена дефектного участка. В тех случаях, когда метод постоянного ремонта невозможен, выполняют временный ремонт с установкой приварной муфты сроком до одного года. Для проведения капитального ремонта в пойменной части ПП используют специальную передвижную камеру «РГПК». В этой камере можно проводить обследование и ремонт изоляционного покрытия, выборочный ремонт дефектов. Камера устанавливается на участок размытого трубопровода, далее она герметизируется в месте состыковки с трубопроводом, затем из камеры откачивают воду и проводят работы в сухой камере. Камера позволяет проводить работы на участке трубопровода длиной до 2 м.

6. Восстановление трубопроводов с использованием сварки

Сварку для ремонта ПП используют и в водной среде, такую сварку называют «мокрой». Под водой сварка выполняется с помощью специального полуавтомата «Нептун». Но в подводных условиях создание сварочных швов определяется как временная мера, т.к. на качество сварочных работ влияет плохая видимость под водой. Поэтому высокая надежность сварных швов достигается в камере, где вода полностью откачена.

7. Ремонт ПП с подъемом на поверхность

Данный вид ремонта предусматривает вырезку дефектного участка или выборочный ремонт, который производится с поднятием трубопровода на поверхность воды или льда. Так в летнее время подъем производится с

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

использованием плавучих опор, площадок и камер. Зимой опорные точки с блоками и лебедками устанавливаются на льду.

8. Ремонт с использованием полимерных клеев под водой

На ПП места повреждения изоляции ликвидируют путем намотки стеклопластиковых пластырей или устанавливают на трубу заливочную муфту. Часто в аварийных ситуациях используют акрилатные, полиэфирные, эпоксидные клеевые композиции. Прочность и долговечность таких клеевых швов зависит от того, как они испытывают статические и динамические нагрузки.

9. Ремонт системой трехступенчатой антикоррозионной защиты изоляции трубопроводов Sea Shield 2000 HD

Данный способ ремонта применяется на объектах ПАО «Транснефть». Суть метода состоит в том, что дефектный участок полностью очищается от объектов коррозии, старой изоляции и других загрязнений, в течение 24 часов после очистки поверхности, на неё должен быть нанесен праймер. Далее наносится армированная петролатумная лента в нахлест. После этого устанавливают защитный кожух. Кожух плотно прилегает к петролатумной ленте, что вода внутри него не может перемещаться. Данный метод быстрый, легкий в исполнении и безопасен для окружающей среды.

7.2.2 Методы ремонта бестраншейным способом

1. Наклонно – направленное бурение

Суть метода состоит в том, что по створу перехода под руслом реки пробуривается скважина, по которой с берега на берег протаскивается трубопровод. Схемы разработки траншеи данным методом всегда различны, но существует ряд работ общих для всех технологических схем. Сначала бурится пилотная скважина, после чего она расширяется в прямом и обратном направлении и в конце через эту скважину протаскивается трубопровод. ПП, которые построены методом ННБ эксплуатируются до 70 лет [4].

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист 52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Микротоннелирование

Суть метода состоит в создании тоннеля под управление дистанционного проходческого щита. Построенный таким методом тоннель можно использовать для прокладки стального трубопровода. Проходческий щит начинает свою работу с заранее подготовленной шахты. Основным параметр тоннеля – диаметр, и в настоящее время производят установки от 200 мм до 14 м. Если на пути щита возникают скалы или большое скопление щебня, то появляется необходимость в дополнительном разведочном бурении.

3. Метод кривых

Данный метод считается инновационным для строительства ПП. Это способ прокладки трубопровода в скважине горизонтального направленного бурения, где используются трубы диаметром от 600 мм до 1420 мм и имеют угол изгиба от 2 до 9 градусов [4].

Суть метода заключается в одновременном бурении скважины и проталкивании последовательно наращиваемых изогнутых труб. Скважина бурится с помощью специального микротоннельного комплекса. Преимущества данного метода состоят в уменьшении рабочего времени и экономии денежных средств на строительство перехода, т.к. его длина уменьшается из-за изогнутых труб. Основным фактором данного метода является сохранение русла реки, дна и береговой зоны за счет снижения длины ПП. Ключевым параметром метода кривых является то, что протяженность ПП трубопровода не превышает 350 м.

7.2.3 Методы внутритрубного ремонта

1. Ремонт методом экструдирования

Данный вид ремонта проводят с помощью специального ремонтного комплекса, который состоит их технологически связанных модулей. Этот комплекс производит обработку внутренней части трубы, наносит полимерный материал и выравнивает нанесенный слой. В качестве

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полимерного материала используют полиэтилен, нанося его на внутреннюю полость трубы толщиной до 10 мм [4].

2. Ремонт методом «труба в трубе»

Данный метод основан на двухтрубной конструкции, которая состоит из ремонтируемого и ремонтного трубопровода с меньшим диаметром. Ремонтируемый трубопровод называют кожухом. Метод ремонта «труба в трубе» можно осуществлять если соблюдаются допустимые изменения режимов перекачки продукта, отсутствуют искусственно гнутые вставки на ремонтируемом трубопроводе, если нет дефектов трубы, которые препятствуют прохождению ремонтной трубы внутри ремонтируемой.

					Методы ремонта и реконструкции подводных переходов магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

8. Практическая часть

8.1 Расчет устойчивости подводного трубопровода

Чтобы совершить расчет на устойчивость подводного трубопровода, который уже находится в эксплуатации или еще на стадии проектирования, необходимо использовать методические указания по строительным нормам и правилам в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [5].

При расчете устойчивости против всплытия подводного трубопровода, пересекающего реки, нужно учитывать вертикальную и горизонтальную составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи.

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия на единицу длины трубопровода:

$$P_x = C_x \frac{\gamma_v}{2g} v^2 D_{н.и} , \quad (1)$$

где C_x – гидродинамический коэффициент обтекания трубы водным потоком;

γ_v – удельный вес воды, Н/м³;

$D_{н.и}$ – диаметр заизолированного трубопровода, м;

v – скорость водного потока, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Коэффициент C_x определяется в зависимости от числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{v D_{н.и}}{\nu} , \quad (2)$$

где ν – кинематическая вязкость воды, м²/с.

По экспериментальным данным, при $Re < 10^5$ $C_x = 1,1-1,2$;

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Киренков А.Ю.				Практическая часть	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.						55	106	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								

при $10^5 < Re \leq 10^7$ $C_x = 0,7 - 0,8$ для гладких труб и $C_x = 1,0$ для обетонированных или офутерованных труб.

Вертикальная составляющая воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода P_y рассчитывается по формуле:

$$P_y = C_y \frac{\gamma_B}{2g} v^2 D_{н.и} , \quad (3)$$

где C_y – гидродинамический коэффициент подъемной силы.

Для расчета устойчивости подводного трубопровода с учетом гидродинамического воздействия потока жидкости следует иметь в виду следующее:

1. Вертикальная составляющая P_y действует в том же направлении, что и выталкивающая сила воды q_B .

2. Горизонтальная составляющая действует на трубу, сдвигая ее в сторону от оси траншеи.

Для противодействия P_x за счет дополнительной нагрузки q создается сила трения:

$$f_{тр} = qk , \quad (4)$$

где k – коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях.

$$q = \frac{f_{тр}}{k} = \frac{P_x}{k} , \quad (5)$$

Требуемый вес баллаستировки в воде определяются по формуле:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{n_б} \left(k_{н.в} q_B + q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{тр} - q_{доп} \right) , \quad (6)$$

где $n_б$ – коэффициент надежности по нагрузке (0,9 – для железобетонных грузов; 1,0 – для чугунных пригрузов);

$k_{н.в}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки – 1,15;

					Практическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q_{\text{в}}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$q_{\text{изг}}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи, Н/м;

$q_{\text{тр}}$ – расчетный вес единицы длины трубы, Н/м;

$q_{\text{доп}}$ – нагрузка от веса перекачиваемого продукта, принимаемая равной нулю.

Вес балластировки в воздухе:

$$q_{\text{бал.}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{б}}} \left(k_{\text{н.в}} q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + P_{\text{у}} + \frac{P_{\text{х}}}{k} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}} \right) \times \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - k_{\text{н.в}} \gamma_{\text{в}}}, \quad (7)$$

где $\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес материала пригрузки, Н/м³;

$\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды.

При укладке подводных трубопроводов необходимо производить проверку устойчивости трубы против смятия под действием внешнего гидростатического давления воды по формуле:

$$\delta_{\text{н}} \geq \sqrt[3]{\frac{D_{\text{ср}}^3 \times \gamma_{\text{в}} (h_{\text{в}} + h_0)}{2E}}, \quad (8)$$

где $\delta_{\text{н}}$ – толщина стенки трубопровода, мм;

$D_{\text{ср}}$ – средний диаметр трубы, ($D_{\text{ср}} = D_{\text{н}} - \delta_{\text{н}}$), м;

$h_{\text{в}}$ – глубина водоема, м;

h_0 – глубина заложения трубопровода до верхней образующей, м;

Расчет устойчивости против всплытия подводного трубопровода на объекте Томской области с учетом гидродинамического воздействия потока воды на трубу.

Таблица 3 – Исходные данные подводного перехода Томской области

Обозначение	Расшифровка	Значение
D_H	Наружный диаметр трубопровода	1020 мм
δ_H	толщина стенки трубопровода	14 мм
$D_{H.и}$	Диаметр заизолированного трубопровода	1024 мм
β	угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на выпуклом и вогнутом рельефе	0,2094 рад
q_B	расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод	9224 Н/м
$q_{изг}$	расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи	71,6 Н/м
$q_{тр}$	Расчетный вес единицы длины трубы	3000 Н/м

Продолжение таблицы 3

$q_{\text{доп}}$	нагрузка от веса перекачиваемого продукта	0
$\gamma_{\text{в}}$	Удельный вес воды	$1,12 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$
$\gamma_{\text{б}}$	удельный вес материала пригрузки	$2,3 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$
v	Скорость водного потока	1 м/с
ν	кинематическая вязкость воды	$1,006 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$
L	длина участка трубопровода	1000 м
$h_{\text{в}}$	глубина водоема	6,2 м
h_0	глубина заложения трубопровода до верхней образующей	1 м
k	коэффициент трения трубы о грунт	0,4

Решение

1. Определим число Рейнольдса для обетонированного трубопровода по формуле (2):

$$Re = \frac{1 \cdot 1,024}{1,006 \cdot 10^{-6}} = 1017893,$$

поэтому: $C_x = 1$; $C_y = 0,6$.

2. Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока по формуле (1):

$$P_x = 1 \cdot \frac{1,12 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 1^2 \cdot 1,024 = 585 \text{ Н/м.}$$

3. Вертикальная составляющая гидравлического воздействия потока по формуле (3):

$$P_y = 0,6 \cdot \frac{1,12 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 1^2 \cdot 1,024 = 351 \text{ Н/м.}$$

4. Вес балластировки в воде определяем по формуле (6):

$$q_{\text{бал.в}}^{\text{н}} = \frac{1}{0,9} \left(1,15 \cdot 9224 + 71,6 + 351 + \frac{585}{0,4} - 3000 - 0 \right) = 10547 \text{ Н/м}$$

5. Вес балластировки в воздухе определяем по формуле (7)

$$q_{\text{бал.}}^{\text{н}} = 10547 \times \frac{2,3 \cdot 10^4}{2,3 \cdot 10^4 - 1,15 \cdot 1,12 \cdot 10^4} = 23970 \text{ Н/м}$$

6. Проверка устойчивости против смятия трубы по формуле (8):

$$0,014 \geq \sqrt[3]{\frac{(1,02 - 0,014)^3 \cdot 1,12 \cdot 10^4 \cdot (6,2 + 1)}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}}} = 0,014 > 0,006 \text{ м}$$

Вывод: Исходные данные полностью отвечают нормам и правилам строительства подводного перехода, так как устойчивость трубы против смятия обеспечивается.

					Практическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.2 Расчет параметров балластировки подводного трубопровода

Число грузов, необходимое для балластировки участка трубопровода длиной L , определяется по формуле:

$$N = \frac{L}{l_{\Gamma}}, \quad (9)$$

Дробное число N округляется в большую сторону до ближайшего целого числа.

При балластировке одиночными пригрузами основными параметрами являются расстояния между ними (между их центрами) l_{Γ} и количество пригрузов N , необходимое для балластировки данного участка.

Расстояние l_{Γ} рассчитывается по формуле:

$$l_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma}g - \gamma_{\text{в}}V_{\Gamma}}{q_{\text{бал.в}}^{\text{н}}}, \quad (10)$$

где Q_{Γ} – средняя масса одного груза, кг;

V_{Γ} – средний объем грузов, м³.

Средний объем грузов определяют по формуле:

- для седловидных грузов

$$V_{\Gamma} = \left[ab - (a - 2d)h - \frac{\pi R_{\Gamma}^2}{2} \right] c, \quad (11)$$

где $a, b, c, d, h, R_{\Gamma}$ – габаритные размеры седловидных грузов, мм.

- для утяжелителей бетонных охватывающих, конструкция которых включает два бетонных блока:

$$V_{\Gamma} \approx 2 \cdot 0,808abc, \quad (12)$$

где a, b, c – габаритные размеры блока, мм

При балластировке сплошным слоем бетона диаметр обетонированного трубопровода рассчитывается по формуле:

					Практическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_6 = \sqrt{\frac{\pi \cdot n_6 D_{н.и}^2 \cdot \gamma_6 + 4(q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{тр} - q_{доп})}{\pi(n_6 \gamma_6 - k_{н.в} \cdot \gamma_в)}}, \quad (13)$$

Толщина слоя бетона определяется по формуле:

$$\delta_6 = \frac{(D_6 - D_{н.и})}{2}, \quad (14)$$

Решение

1. При балластировке сплошным обетонированием диаметр трубы определяем по формуле (13):

$$D_6 = \sqrt{\frac{\pi \cdot 0,9 \cdot 1,024^2 \cdot 2,3 \cdot 10^4 + 4 \cdot (71,6 + 351 + \frac{585}{0,4} - 3000 - 0)}{\pi \cdot (0,9 \cdot 2,3 \cdot 10^4 - 1,15 \cdot 1,12 \cdot 10^4)}} \\ = 1,61$$

2. Толщину слоя бетона определяем по формуле (14):

$$\delta_6 = \frac{(1,61 - 1,024)}{2} = 293 \text{ мм}$$

3. Откуда масса бетонного слоя равна:

$$m = L \rho_6 V_6 = 1000 \cdot 2300 \cdot 1,069 = 2458,7 \text{ т.}$$

где ρ_6 – плотность бетона, кг/м³;

V_6 – объем бетонного покрытия на 1 м трубы, м³.

Таблица 4 – Характеристика одиночного железобетонного груза

Наружный диаметр трубопровода, мм	Марка груза	Масса груза на воздухе, кг	Объем груза, м ³	Толщина груза, м	Ширина груза, м	Наружный диаметр груза, м
1020	УТК 1020-24-1	3174	1,38	0,165	2,4	1,43

Таблица 5 – Характеристика железобетонного седловидного груза

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм					
		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>R_e</i>	<i>h</i>
1020	3000	1840	1430	900	340	580	500

Таблица 6 – Характеристика груза типа УБО

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм		
		<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>
1020	3346	1100	1500	550

4. При балластировке одиночными кольцевыми железобетонными грузами УТК 1020-24-1 расстояние между грузами рассчитаем по формуле (10):

$$l_r = \frac{3174 \cdot 9,81 - 1,12 \cdot 10^4 \cdot 1,38}{10547} = 1,5 \text{ м.}$$

5. Потребное число грузов определяем по формуле (9):

$$N = \frac{1000}{1,5} = 667.$$

6. Откуда масса железобетонных грузов равна:

$$m = Nm_1 = 667 \cdot 3174 = 2117 \text{ т.}$$

7. При балластировке железобетонными седловидными грузами расстояние между грузами рассчитаем по формуле (10):

$$l_r = \frac{3000 \cdot 9,81 - 1,12 \cdot 10^4 \cdot 1,37}{10547} = 1,34 \text{ м}$$

8. Объем седловидного груза определяем по формуле (11):

					Практическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$V_r = \left[1,84 \cdot 1,43 - (1,84 - 2 \cdot 0,34) \cdot 0,5 - \frac{\pi \cdot 0,58^2}{2} \right] \cdot 0,9 = 1,37 \text{ м}^3$$

9. Потребное число грузов определяем по формуле (9):

$$N = \frac{1000}{1,34} = 747.$$

10. Откуда масса седловидных грузов равна:

$$m = 747 \cdot 3000 = 2241 \text{ т.}$$

11. При балластировке грузами типа УБО расстояние между грузами рассчитаем по формуле (10):

$$l_r = \frac{3346 \cdot 9,81 - 1,12 \cdot 10^4 \cdot 1,466}{10547} = 1,56 \text{ м}$$

12. Объем УБО груза определяем по формуле (12):

$$V_r \approx 2 \cdot 0,808 \cdot 0,55 \cdot 1,1 \cdot 1,5 = 1,466 \text{ м}^3$$

13. Потребное число грузов определяем по формуле (9):

$$N = \frac{1000}{1,56} = 642.$$

14. Откуда масса УБО грузов равна:

$$m = 642 \cdot 3346 = 2148,132 \text{ т.}$$

Таблица 7 – Стоимость грузов.

Тип пригруза	Сплошное обетоннирование	Железобетонный, УТК 1020-24-1	Седловидный	УБО-3
Стоимость, руб.	4 276 000	13 340 000	7 470 000	5 457 000

Вывод: согласно проделанным расчетам, экономическая эффективность достигается при сплошном обетонировании трубопровода и пригрузами типа УБО-3. Самым дорогим видом пригруза оказался железобетонный УТК 1020-24-1.

8.3 Проверка условий безопасности при эксплуатации подводного нефтепровода

При проектировании и строительстве магистрального нефтепровода, включая подводные переходы, допустимые механические напряжения в стенке трубы определяются из требований, изложенных в СП 36.13330.2012 [5] и «СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы» [14].

После длительной эксплуатации подводного участка магистрального нефтепровода допустимые напряжения в стенке труб определяются из дополнительных требований с учетом фактических параметров технического состояния трубопровода (включая режим нагружения, изменившиеся механические свойства металла труб, срок эксплуатации, уровень дефектности) и требований по безопасности.

В расчетах допустимых напряжений используются расчетные сопротивления металла растяжению (сжатию) R_1 и R_2 :

$$R_1 = \frac{\sigma_B \cdot m}{k_1 \cdot k_H \cdot k_{CT}}, R_2 = \frac{\sigma_T \cdot m}{k_2 \cdot k_H \cdot k_{CT}}, \quad (15)$$

где σ_B – минимальное значение предела прочности;

σ_T – минимальное значение предела текучести;

m – коэффициент условий работы подводного перехода;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

k_{CT} – коэффициент старения металла трубопровода.

Значения σ_T и σ_B для труб, эксплуатирующихся не более 10 лет, определяются из сертификатов, для длительно эксплуатируемых трубопроводов (более 10 лет) с экспериментально методом измерений или механических испытаний.

Параметр $m = 0,6$ для подводных участков категории В, $m = 0,75$ для переходов категорий I и II.

Коэффициент k_1 зависит от особенностей технологии изготовления труб и определяется по таблице 10 СП 36.13330.2012 [5]. В оценочных расчетах допускается принять $k_1 = 1,55$ (при этом погрешность идет в запас прочности).

Коэффициент k_2 зависит от особенностей технологии изготовления труб и отношения σ_T/σ_B , определяется по таблице 11 СП 36.13330.2012 [5]. В оценочных расчетах допускается принять $k_2 = 1,2$ (при этом погрешность идет в запас прочности).

Коэффициент k_H зависит от диаметра трубопровода на подводном переходе, определяется по таблице 12 СП 36.13330.2012 [5]. В оценочных расчетах допускается принять $k_H = 1,1$ (при этом погрешность идет в запас прочности).

Коэффициент старения $k_{ст}$ определяется по формуле:

$$k_{ст} = (1 + 0,025 \cdot C_{ЭКВ} \cdot t)^{0,5}, \quad (16)$$

где t – время эксплуатации трубопровода, лет;

$C_{ЭКВ}$ – углеродный эквивалент металла, %.

Для обеспечения безопасности трубопровода при эксплуатации должны быть выполнены условия, исключающие разрыв трубопровода и потерю деформационной устойчивости с определенными запасами (условия прочности и устойчивости).

Первое условие

Расчетное напряжение S_1 (наибольшее кольцевое напряжение) не должно превышать допустимого значения $[\sigma_{кц}]_1$:

$$S_1 \leq [\sigma_{кц}]_1 = \frac{R_1 \cdot \psi_1}{n_p}, \quad (17)$$

где $n_p = 1,15$ – коэффициент надежности по внутреннему давлению в трубопроводе (с учетом возможных переходных процессов);

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубопровода, определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \xi^2} - 0,5 \cdot \xi, \quad (18)$$

где ξ – коэффициент двухосности напряженного состояния, определяется следующим образом:

$\xi = 0$ при $S_2 \geq 0$ (растягивающие продольные напряжения S_2);

$\xi = \frac{|\min \sigma_{пр}|}{R_1} = \frac{|S_2|}{R_1}$ при $S_2 < 0$ (сжимающие напряжение S_2).

Второе условие

Расчетные напряжения S_2 и S_3 (наименьшее и наибольшее значения продольного напряжения с учетом знака) по абсолютной величине не должны превышать допустимого значения $[\sigma_{пр}]_2$, определяемого по формулам:

$$\begin{aligned} |S_2| &\leq [\sigma_{пр}]_2 = R_1 \cdot \psi_2, \\ |S_3| &\leq [\sigma_{пр}]_2 = R_1 \cdot \psi_2, \end{aligned} \quad (19)$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубопровода, определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \eta^2} - 0,5 \cdot \eta \quad (20)$$

где η – коэффициент двухосности напряженного состояния, определяется следующим образом:

$\eta = 0$ для растягивающих продольных напряжений ($S_2 \geq 0$);

$\eta = \frac{1,15 \cdot |S_1|}{R_1}$ для сжимающих продольных напряжений ($S_2 < 0$).

Третье условие

Суммарное продольное напряжение $\sigma_{\text{пр}}$ по абсолютной величине не должно превышать допустимого значения $[\sigma_{\text{пр}}]_3$, определяемого по формулам:

$$\begin{aligned} |S_2| &\leq [\sigma_{\text{пр}}]_3 = S \cdot \psi_3, \\ |S_3| &\leq [\sigma_{\text{пр}}]_3 = S \cdot \psi_3, \end{aligned} \quad (21)$$

где $S = \frac{\sigma_T \cdot m}{0,9 \cdot k_H}$; коэффициенты m и k_H определены выше;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубопровода, определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \omega^2} - 0,5 \cdot \omega, \quad (22)$$

где ω – коэффициент двухосности напряженного состояния, определяется следующим образом:

$\omega = 0$ для растягивающих суммарных продольных напряжений (при $S_2 > 0$);

$\omega = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{S}$ для сжимающих суммарных продольных напряжений (при $S_2 < 0$);

Четвертое условие

Кольцевое напряжение $\sigma_{\text{кц}}$ не должно превышать допустимого значения $[\sigma_{\text{кц}}]_4$, определяемого по формуле:

$$S_1 \leq [\sigma_{\text{кц}}]_4 = S, \quad (23)$$

Значение S определено выше.

Пятое условие

Суммарное продольное напряжение $\sigma_{\text{пр}}$ не должно превышать по абсолютному значению 0,7 от предела текучести металла:

$$|S_2| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_5 = 0,7 \cdot \sigma_T,$$

$$|S_3| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_5 = 0,7 \cdot \sigma_T, \quad (24)$$

Таблица 8 – Исходные данные параметров подводного перехода

Название стали	σ_B , МПа	σ_T , МПа	m	k_1	k_2	k_H	$C_{\text{ЭКВ}}$, %	t , лет	n_p
17Г1С	490	343	0,75	1,55	1,2	1,1	0,4	20	1,15
D_H , мм	δ_H , мм	S_1 , МПа	S_2 , МПа	S_3 , МПа					
1020	14	131,1	-20	39,3					

Решение

7. Рассчитаем сопротивление металла растяжению (сжатию) по формуле (15):

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,75}{1,55 \cdot 1,1 \cdot 1,1} = 196 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \frac{343 \cdot 0,75}{1,2 \cdot 1,1 \cdot 1,1} = 177 \text{ МПа},$$

где $k_{\text{ст}} = (1 + 0,025 \cdot 0,4 \cdot 20)^{0,5} = 1,1$

8. Проверка первого условия:

$$S_1 \leq [\sigma_{\text{кц}}]_1 = \frac{R_1 \cdot \psi_1}{n_p},$$

где $\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \xi^2} - 0,5 \cdot \xi = 0,945$, при $\xi = \frac{|\min \sigma_{\text{пр}}|}{R_1} = \frac{|S_2|}{R_1} = \frac{|-20|}{196} = 0,102$

$$131,1 \leq \frac{196 \cdot 0,945}{1,15} = 161.$$

Условие выполняется.

9. Проверка второго условия:

$$|S_2| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_2 = R_1 \cdot \psi_2,$$

$$|S_3| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_2 = R_1 \cdot \psi_2,$$

где $\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \eta^2} - 0,5 \cdot \eta = 0,36$, при $\eta = \frac{1,15 \cdot |S_1|}{R_1} = \frac{1,15 \cdot |131,1|}{196} = 0,77$,

$$|-20| \leq 196 \cdot 0,36 = 70,56,$$

$$|39,3| \leq 196 \cdot 0,36 = 70,56.$$

Условие выполняется.

10. Проверка третьего условия:

$$|S_2| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_3 = S \cdot \psi_3,$$

$$|S_3| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_3 = S \cdot \psi_3,$$

где $S = \frac{\sigma_T \cdot m}{0,9 \cdot k_H} = \frac{343 \cdot 0,75}{0,9 \cdot 1,1} = 260$ МПа,

где $\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \omega^2} - 0,5 \cdot \omega = 0,65$, при $\omega = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{S} = \frac{131,1}{260} = 0,504$

$$|-20| \leq 260 \cdot 0,65 = 169,$$

$$|39,3| \leq 260 \cdot 0,65 = 169.$$

Условие выполняется.

11. Проверка четвертого условия:

$$S_1 \leq [\sigma_{\text{кц}}]_4 = S,$$

$$131,1 \leq 260.$$

Условие выполняется.

12. Проверка пятого условия:

$$|S_2| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_5 = 0,7 \cdot \sigma_T,$$

$$|S_3| \leq [\sigma_{\text{пр}}]_5 = 0,7 \cdot \sigma_T,$$

$$|-20| \leq 0,7 \cdot 343 = 240,1,$$

$$|39,3| \leq 0,7 \cdot 343 = 240,1.$$

Условие выполняется.

Вывод: Все пять условий выполняются, а значит и условия безопасности при эксплуатации подводного перехода 20 лет с диаметром трубопровода 1020 мм из стали 17Г1С также выполняются.

					Практическая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе производится выбор параметров и условий, которые способны повысить эффективность и безопасность эксплуатации ППМН через водную преграду. Поэтому объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» был выбран условный участок ППМН Томской области.

Чтобы обеспечить бесперебойную и надежную работу нефтетранспортной системы нужно четко отслеживать работоспособное состояние трубопроводов, особенно тех, которые проходят через водные преграды. Отказы и аварии на магистральных нефтепроводах наносят экономический ущерб нефтяным компаниям, а также тормозят весь производственный процесс. Помимо экономики, аварии влияют и на экологию местности, где она произошла. Отказы и аварии на ППМН могут сопровождаться выходом продукта на поверхность земли, непосредственно попадания его в реку, а также подземные воды. В свою очередь, газы, которые испаряются с поверхности нефтяных пленок попадают в атмосферу.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут влиять на обслуживающий подводный переход персонал. Рассматриваются вопросы по пожарной безопасности, техники безопасности и защите окружающей среды.

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормальная продолжительность рабочего времени на нефтепроводах и для работников и специалистов - 40 часов в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Киренков А.Ю.				Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.						72	106	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								

ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени.

Работники, занятые работами в условиях действия опасных или вредных производственных факторов, должны в обязательном порядке проходить медицинские осмотры в соответствии с законодательством в порядке, установленном приказом Минздрава России от 10 декабря 1996 года N 405.

К выполнению работ допускаются лица, не имеющие противопоказаний по возрасту и полу, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными к выполнению данных работ, прошедшие обучение безопасным методам и приемам работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний требований охраны труда.

Проведение работ повышенной опасности (огневых, газоопасных и других, в том числе в случаях ликвидации аварий, инцидентов) разрешается только по наряду-допуску, распоряжению или с записью в журнале учета газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска.

Компоновка рабочей зоны осуществляется в пределах выделенного отвода земель для ликвидации магистрального трубопровода, производственных баз и прочих сооружений. Проектом производства работ должна предусматриваться организация мест отвала грунта, производственных баз, площадок складирования труб и материалов, жилых полевых городков. Также особое место выделяется для хранения отходов. Для организации безопасного движения транспорта создаются удобные подъездные пути к трассе, месту производства работ, производственной базе, площадкам складирования. Проезд техники через действующие коммуникации осуществляется по специальным заранее оборудованным переездам.

9.1.1 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [15].

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В данном разделе будут рассмотрены основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту подводного перехода магистрального нефтепровода через водную преграду. Виды опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проведение очистных работ ППМН	Проведение диагностических работ ППМН	Проведение ремонтных работ	
1. Климатические и погодные условия на рабочем месте.	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [16]
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума			+	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности. [17]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения.	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [18]
4. Загазованность рабочей зоны.	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы [19]
5. Факторы, связанные с электрическим током.			+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [20]

Продолжение таблицы 9

6. Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. [21]
7. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [22]

9.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рабочие, проводящие капитальный ремонт подводного перехода подвержены воздействию вредных факторов:

1. Климатические и погодные условия на рабочем месте.

Производственные работы на подводных переходах могут производиться как в летнее, так и зимнее время, а значит существует опасность как высоких, так и низких температур воздуха. В Томской области климат характеризуется как континентальный с теплым летом и холодной зимой. Минимальная зарегистрированная температура зимы -55°C , а максимальная зарегистрированная температура лета $+37^{\circ}\text{C}$.

Повышенная температура воздуха может привести к снижению работоспособности, к быстрой утомляемости, при открытом солнце есть шанс получить тепловой удар. В зимнее время есть вероятность переохлаждения организма и обморожения конечностей.

Работы при повышенных или пониженных температурах воздуха необходимо тщательно планировать, режим труда и отдыха для таких работ.

В качестве средств индивидуальной защиты применяются специальная зимняя одежда и обувь, в летний период – головные уборы.

2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума.

В процессе проведения работ источниками шума являются движущиеся строительные машины и механизмы на трассе, производственные и складские площадки, вахтовый транспорт в городках и пр. Предельно допустимые

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

уровни звука на рабочих местах зависят от категории тяжести и напряженности трудовой деятельности. СанПин 2.2.4.3359-16 [23] установлен эквивалентный уровень звука, равный 80 дБА. Для защиты от шума применяют средства защиты органов слуха (наушники).

3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения.

Проведение работ предусматривается в светлое время суток при естественном освещении. Условия освещенности рабочей зоны и жилых помещений должны соответствовать нормативам, указанным в СП 52 13330.2011 [24] и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [25]. В случае необходимости местного освещения отдельных участков производства работ применяются переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

4. Загазованность рабочей зоны.

Причиной загазованности воздуха рабочей зоны является то, что транспортируемые продукты (нефть и газ) содержат легко испаряющиеся вещества, опасные для жизни и здоровья человека. ПДК углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м³ в пересчете на углерод. Контроль загазованности осуществляется путем проведения анализа ГВС перед началом работ, после каждого перерыва в работе и во время проведения работ с периодичностью и в местах, установленных требованиями наряда-допуска, но не реже, чем через 1 час. В случае превышения допустимых значений концентрации ГВС немедленно прекращается проведение работ, и принимаются меры по устранению причин загазованности.

5. Факторы, связанные с электрическим током.

Опасность поражения электрическим током существует при устранении выявленных дефектов трубы методом шлифовки, заварки или методом вырезки «катушки».

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- заземление;
- устройство защитного отключения.

6. Взрывоопасность и пожароопасность

Опасность возникновения пожара или взрыва существует при работе с электроинструментом, легковоспламеняющимися веществами и материалами, а также при возникновении утечек нефти и природного газа. В соответствии с №123 – ФЗ [26], каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

7. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Основными источниками механических опасностей в процессе выполнения работ являются строительные машины (бульдозеры, трубоукладчики, экскаватор и др.) и механизмы, которые создают опасность травмирования персонала, находящегося в зоне проведения работ. Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать меры безопасности при выполнении работ с использованием движущихся машин и механизмов.

К управлению движущимися машинами допущены только машинисты, прошедшие инструктаж для водителей техники и ознакомленные

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с порядком работ. Запрещено движение техники рядом с траншеей при нахождении в ней людей. При работе экскаватора не допускается нахождение людей в радиусе менее 5 м от зоны максимального выдвижения ковша. Машинисту не разрешается покидать кабину экскаватора при поднятом ковше. Так же запрещена перестановка экскаватора с ковшом, наполненным грунтом. Перед началом движения экскаватора или бульдозера необходимо убедиться в отсутствии людей в зоне движения, а также оповестить о начале движения при помощи звукового сигнала. При работе трубоукладчика нахождение людей и проведение каких-либо работ в пределах перемещения грузов кранами трубоукладчиками не допускается. Во время работы трубоукладчика запрещены поправка стропов на весу и выравнивание руками перемещаемого груза.

9.2 Экологическая безопасность

К природоохранным мероприятиям относятся все виды деятельности в периоды проведения инженерных изысканий, строительства и эксплуатации трубопровода, направленные на снижение отрицательного воздействия на природную среду и рациональное использование природных ресурсов. В период проведения работ происходит:

- загрязнение атмосферного воздуха;
- загрязнение водных ресурсов и нанесение вреда рыбному хозяйству;
- механическое нарушение почвенного покрова и грунтов;
- образование и размещение отходов, образующихся при строительстве.

Подводные переходы магистральных трубопроводов прокладываются за пределами селитебной зоны, также регламентируется минимальное расстояние от оси трубопровода до объектов, зданий и сооружений (СП 36.13330.2012 [5]).

Защита атмосферы. Загрязнение атмосферного воздуха происходит вследствие выбросов выхлопных газов от строительной техники и от автотранспорта при доставке грузов на площадку, выбросов при производстве изоляционных и сварочных работ, выбросов от работы ДЭС, строительных

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

машин и автотранспорта, а также при авариях и выбросах нефти и газа в атмосферу. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приведены в ГН 2.1.6.1338-03 [27]. Мероприятия по охране атмосферного воздуха, прежде всего, должны быть направлены на сокращение расхода топлива и снижение объема выбросов загрязняющих веществ. К числу таких мероприятий относятся:

- проведение технического осмотра и профилактических работ строительных машин, механизмов и автотранспорта, с контролем выхлопных газов ДВС для проверки токсичности не реже одного раза в год;
- недопущение к работе машин, не прошедших технический осмотр с контролем выхлопных газов ДВС;
- обеспечение оптимальных режимов работы;
- применение малосернистого и неэтилированного видов топлива;
- заправка машин и механизмов в специально отведённых местах;
- подвозка и заправка всех транспортных средств горюче-смазочными материалами по «герметичным» схемам, исключая попадание летучих компонентов в окружающую среду.

Защита гидросферы. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами приведены в ГОСТ 17.1.3.06-82 [28]. Загрязнение водных объектов в процессе выполнения работ происходит вследствие разработки подводной траншеи, попадания в воду нефти и других загрязняющих веществ с машин и механизмов, засорения водных объектов грунтом во время выполнения земляных работ, попадания в воду сточных вод и мусора, а также в случае возникновения аварий на трубопроводе. Основными природоохранными мероприятиями по защите водных объектов и сточных вод являются:

- восстановление системы местного стока, расчистка от попавшего грунта русел и ложбин водотоков;
- запрет на мойку машин и механизмов на водных объектах в водоохраных зонах;

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- запрет размещения в водоохранной зоне стоянки транспортных средств;
- установка нефтеулавливающих устройств и приспособлений для локализации и сбора разлившейся нефти в местах возможного попадания нефти в водные объекты;
- недопущение сброса на рельеф неочищенных сточных вод.

Очистка воды возможна как ручным способом, так и с помощью средств стандартной механизации: экскаваторов на колесном и гусеничном ходу, бульдозеров. Кроме того, существуют методы очистки водоемов за счет растений и микроорганизмов.

Также проектом предусмотрены рыбоохранные мероприятия, включающие в себя, запрет на проведение строительных работ в русловой части водных объектов в период нереста и массовой миграции рыб, а также использование передвижных водозаборных сооружений, оборудованных специальными рыбозащитными сооружениями заградительной группы. При этом водозабор размещается за пределами нерестилищ, зимовальных ям, участков интенсивной миграции и большой концентрации личинок и молоди рыб, заповедных зон.

Защита литосферы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения почв приведены в ГОСТ 17.4.3.04-85 [29]. При выполнении работ по разработке траншеи происходит нарушение почвенного покрова. Именно поэтому строительные работы, складирование и перемещение грузов необходимо производить строго в границах, отведенных под строительство, а также временные и постоянные сооружения. Перед началом работ плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, снимается и перемещается во временные отвалы для последующей рекультивации.

9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе строительства и эксплуатации подводного участка трубопровода могут возникать различные чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного и природного характера. Возможны следующие ЧС: аварийные

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы нефтепровода, затопление прибрежной территории, шквальные ветра.

Одним из наиболее типичных видов ЧС на подводных переходах трубопроводов являются аварийные разливы нефти. Основными причинами аварийных разливов нефти могут стать разрывы и проколы нефтепровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический контроль за состоянием нефтепровода, путем проведения технического обслуживания, а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру РНУ точное место аварии; обстановку на местности; характер разлива нефти; наличие вблизи населенных пунктов, водоемов, шоссейных дорог; состояние подъездных дорог и проездов к месту аварии; погодные условия.

До приезда бригады ЛЭС необходимо: оградить предупредительными знаками место выхода и разлива нефти, предупредить доступ посторонних лиц и транспортных средств в зону аварии, принять меры по предотвращению или сокращению растекания нефти путем создания земляных валиков с использованием каких-либо подручных средств.

Ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

1. Локализация разлива нефти. В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Ликвидация разлива нефти. Осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ.

Вывод

В процессе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, способные оказать влияние на жизнь и здоровья, а также на продолжительность рабочего процесса персонала обслуживающего подводный переход магистрального нефтепровода. Наиболее типичным видом ЧС на подводных переходах является попадание нефти в подземные воды и реки, а также на береговую зону.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для повышения безопасности и эффективной работы ППМН нужен своевременный аварийно-восстановительный ремонт. Чтобы принять решение о степени опасности состояния рассматриваемого ПП и определить целесообразность проведения ремонтно-восстановительных работ должны быть обобщены материалы, которые определяют проектные, строительные, эксплуатационные параметры ПП, данные диагностического обследования, а также параметры возможного технико-экономического риска, характеризующего совокупной оценкой ущерба, потерь и затрат, обусловленные проведением плановых и аварийно-восстановительных работ на переходе, а также техногенным влиянием на окружающую среду. Виды и способы ремонта зависят в первую очередь от технического состояния трубопровода.

Поэтому целью данного раздела является определение наиболее экономически-эффективного метода ремонта ППМН.

10.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

10.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для правильного выбора технологии проведения капитального ремонта необходимо определиться со наиболее приемлемым в данном конкретном случае способом и методом производства работ. К способам прокладки относятся траншейный (открытый) способ, бестраншейный и внутритрубный способ проведения ремонта. В каждом способе проведения ремонтных работ выделяют несколько методов ремонта или технологий.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Киренков А.Ю.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шадрина А.В.								83	106	
Консульт.								ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

В данном разделе мы будем рассматривать 3 способа ремонта ПП:

1. Ремонт системой трехступенчатой антикоррозионной защиты изоляции трубопроводов SeaShield 2000 HD
2. «Наклонно – направленное бурение»
3. Ремонт методом «труба в трубе»

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование (рис.12). Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия и метод ремонта ППМН.

		метод ремонта ППМН		
		Ремонт системой трехступенчатой антикоррозионной защиты изоляции трубопроводов SeaShield 2000 HD	«Наклонно – направленное бурение»	Ремонт методом «труба в трубе»
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

	- Транснефть		- Башнефть		- Томскнипинефть
--	--------------	--	------------	--	------------------

Рисунок 12 – Карта сегментирования рынка услуг по коррозионной защите трубопроводов:

По результатам сегментирования определенно нельзя сказать, какой метод ремонта основной. Это объясняется тем, что метод ремонта зависит от ряда факторов, в том числе и от бюджета компании.

10.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в

постоянном движении. Такой анализ позволит своевременно внести коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять конкурентам.

Анализ техникий решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Анализ конкурентных техникий решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i, \quad (25)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных техникий решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{k1}	B_{k2}	K_{ϕ}	K_{k1}	K_{k2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,14	5	5	4	0,7	0,7	0,56
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,04	3	4	3	0,12	0,16	0,12
3. Помехоустойчивость	0,02	3	4	4	0,06	0,08	0,08
4. Энергоэкономичность	0,07	3	3	3	0,21	0,21	0,21
5. Надежность	0,12	5	5	4	0,6	0,6	0,48
6. Уровень шума	0,01	5	2	3	0,05	0,02	0,03
7. Безопасность	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
8. Простота эксплуатации	0,04	5	2	3	0,2	0,08	0,12
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18

Продолжение таблицы 10

2. Уровень проникновения на рынок	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05
3. Цена	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	3	4	0,3	0,18	0,24
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,12
7. Срок выхода на рынок	0,02	4	5	4	0,08	0,1	0,08
8. Наличие сертификации разработки	0,07	5	5	4	0,35	0,35	0,28
Итого	1	73	66	61	4,37	4,07	3,62

Б_ф – Ремонт системой трехступенчатой антикоррозионной защиты изоляции трубопроводов SeaShield 2000 HD;

Б_{к1} – Наклонно – направленное бурение;

Б_{к2} – Ремонт методом «труба в трубе»;

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места разных видов ремонта подводного перехода. Наиболее конкурентноспособным методом оказался ремонт системой трехступенчатой антикоррозионной защиты, это объясняется тем, что данный вид ремонта направлен на определенный вид дефекта, а именно на ликвидацию и уменьшение коррозионных процессов. Именно коррозия является причиной наиболее частых аварий на подводных переходах.

Методом ремонта ННБ можно полностью заменить подводный участок, но это трудоемкий способ. Возможность выполнения капитального ремонта методом «труба в трубе» определяется рядом условий, поэтому данный метод самый не конкурентноспособный среди рассматриваемых методов.

10.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-

исследовательский проект. Оценим метод ремонта системой трехступенчатой антикоррозионной защиты изоляции трубопроводов SeaShield 2000 HD по технологии QuaD.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение(3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,05	90	100	0,9	0,045
2. Помехоустойчивость	0,06	60	100	0,6	0,036
3. Надежность	0,10	95	100	0,95	0,095
4. Унифицированность	0,02	70	100	0,7	0,014
5. Уровень материалоемкости разработки	0,04	85	100	0,85	0,034
6. Уровень шума	0,01	90	100	0,9	0,009
7. Безопасность	0,13	90	100	0,9	0,117
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	80	100	0,8	0,032
9. Простота эксплуатации	0,09	85	100	0,85	0,0765
10. Ремонтопригодность	0,02	90	100	0,9	0,018
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
11. Конкурентоспособность продукта	0,09	90	100	0,9	0,081
12. Уровень проникновения на рынок	0,06	60	100	0,6	0,036
13. Перспективность рынка	0,05	75	100	0,75	0,0375
14. Цена	0,05	80	100	0,8	0,04
15. Послепродажное обслуживание	0,06	85	100	0,85	0,051
16. Финансовая эффективность научной разработки	0,04	90	100	0,9	0,036
17. Срок выхода на рынок	0,04	75	100	0,75	0,03
18. Наличие сертификации разработки	0,05	80	100	0,8	0,04
Итого	1	1470	1800		0,828

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 82,8, \quad (26)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Полученный результат является перспективным – 82,8%, что говорит о больших возможностях в реализации рассматриваемого проекта (результат от 80 до 100 процентов по технологии QuaD говорит о перспективности проекта, а значит его целесообразности для реализации).

10.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. На первом этапе необходимо определить сильные и слабые стороны технологии, выявить возможности и угрозы для её реализации

В таблице 4.3 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 12 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Быстрота и легкость установки конструкции; С2. Безопасность для окружающей среды; С3. Возможность нанесения покрытия под водой; С4. Эффективная долгосрочная защита от коррозии;</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Большой объем водолазных работ; Сл2. Ликвидация и защита только от одного вида дефектов - коррозии; Сл3. Необходимость громоздких пригрузов удерживающих трубопровод в проектное положение;</p>
--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Продолжение таблицы 12

	С5. Устойчивость к механическим повреждениям	Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.
Возможности: В1. Наилучшая степень коррозионной защиты; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы восстановления изоляции и защиты от коррозии подводных переходов в России		
Угрозы: У1. Невозможность проведения такого вида ремонта из-за замены полного участка подводного перехода; У2. Развитая конкуренция на рынке.		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 13, таблице 14.

Таблица 13 – Интерактивная матрица: возможности проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	-	-	-	+	-
	В2	0	+	0	+	+
	В3	-	+	-	+	+
	В4	+	+	+	+	+
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	В1	-	+	-	-	
	В2	-	-	-	+	
	В3	-	+	-	+	
	В4	-	+	-	+	

Таблица 14 – Интерактивная матрица: угрозы проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	-	-
	У2	-	-	-	-	-
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	У1	-	+	+	-	
	У2	-	+	-	+	

В таблице 15 представлена итоговая матрица SWOT–анализа

Таблица 15 – Итоговый SWOT анализ

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Быстрота и легкость установки конструкции; С2. Безопасность для окружающей среды; С3. Возможность нанесения покрытия под водой; С4. Эффективная долгосрочная защита от коррозии; С5. Устойчивость к механическим повреждениям	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Большой объем водолазных работ; Сл2. Ликвидация и защита только от одного вида дефектов - коррозии; Сл3. Необходимость громоздких пригрузов удерживающих трубопровод в проектном положении; Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.
Возможности: В1. Наилучшая степень коррозионной защиты; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы восстановления изоляции и защиты от коррозии подводных переходов в России.	– Разработка новых защитных покрытий; – Переход с ручного труда на механизированный; – Повышение надежности подводных трубопроводных систем.	– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Повышение квалификации кадров.
Угрозы: У1. Невозможность проведения такого вида ремонта из-за замены полного участка подводного перехода; У2. Развитая конкуренция на рынке.	– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.	– Анализ в области коррозионной защиты подводных трубопроводов.

10.2 Планирование научно–исследовательских работ

10.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр
	6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

12.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (27)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (28)$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

10.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (29)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (30)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В 2019 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 104$ дней, $T_{\text{пр}} = 14$ дней.

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$






























Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 17 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{\min} , человека дни	t_{\max} , человека дни	$t_{\text{ож}}^i$, человека дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9

На основе таблицы 17 строим план график, представленный в таблице 18.

Таблица 18 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.			Март			Апрель			Май		
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	 											
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	 											
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		     										
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15				  								
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18					    							
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30						      						
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр	5										 		
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр	9											 	



- Руководитель



- Бакалавр

10.3 Бюджет научно–технической разработки

10.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_{\text{м}}) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (31)$$

где $k_{\text{м}}$ – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$Ц_i$ – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 19 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	1	5	1500	1500	1500	4500	1500	7500
Бумага для принтера	шт.	500	100	300	0,52	0,52	0,52	260	152	156
Электроэнергия	кВт/ч	250	200	270	3,5	3,5	3,5	875	700	945
Итого:								4760	1652	8601

10.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 20 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	50000	30000	40000	50000	30000	40000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	5000	7000	7000	5000	7000
Итого:								57000	35000	47000

10.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (32)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (33)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$З_m = З_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + З_{\text{тс}}, \quad (34)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент ($k_{пр} = 0,3$, т. е. 30% от $З_{тс}$);

$k_{д}$ - коэффициент доплат и надбавок ($k_{д} = 0,2$, т. е. 20% от $З_{тс}$);

$k_{р}$ - районный коэффициент (для Томска $k_{р} = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	$k_{д}$, %	$k_{р}$, %	$З_{м}$, руб.	$З_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	35000	30	20	30	63000	7840	9,25	72520
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $З_{осн}$:								81144

10.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (35)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 22 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	72520	10878
Студент	0,15	8624	1293,6
Итого:		81144	12171,6

10.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (36)$$

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 0,271$ (27,1%).

Таблица 23 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Студент	72520	10878
Руководитель проекта	8624	1293,6
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%	
Итого:	25289	

10.3.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр}, \quad (37)$$

где $k_{нр}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{нр} = 16\%$.

$$З_{накл1} = (4760 + 57000 + 81144 + 12171,6 + 25289) \cdot 0,16 = 28858 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл}2} = (1652 + 35000 + 81144 + 12171,6 + 25289) \cdot 0,16 = 24841 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл}3} = (8601 + 47000 + 81144 + 12171,6 + 25289) \cdot 0,16 = 27873 \text{ руб.}$$

10.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 24 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	4760	1652	8601	Пункт 3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	57000	35000	47000	Пункт 3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	81144			Пункт 3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12171,6			Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	25289			Пункт 3.5
6. Накладные расходы	28858	24841	27873	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	209223	180098	184877	Сумма ст. 1-6

10.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (38)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{209223}{209223} = 1$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{180098}{209223} = 0,86$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{184877}{209223} = 0,88$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (39)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	4
4. Энергосбережение	0,20	3	3	2
5. Надежность	0,25	3	3	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	3,7	3,65	3,2

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{исп1}^{финр}} = \frac{3,65}{1} = 3,65;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{исп1}^{финр}} = \frac{3,7}{0,86} = 4,3;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{исп1}^{финр}} = \frac{3,2}{0,88} = 3,64$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении.

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cpi}):

$$\mathcal{E}_{cpi} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (40)$$

Таблица 26 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,86	0,88
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,65	3,7	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	3,65	4,3	3,64
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,10	0,850	1,003

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №1.

Заключение

Подводный переход магистрального нефтепровода является объектом повышенной опасности, в связи с этим нужно минимизировать риски возможных аварий.

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены методы ремонта и реконструкции подводного перехода, приведен анализ технического состояния подводных переходов, а также анализ причин аварий.

Был выполнен расчет на устойчивость подводного перехода против всплытия с наружным диаметром трубопровода 1020 мм и толщиной стенки 14 мм в условиях окружающей среды Томской области. Проведен расчет параметров балластировки подводного перехода, в результате чего наибольшая экономическая эффективность достигается при сплошном обетонировании трубопровода и пригрузами типа УБО-3.

Также были проверены условия безопасности при эксплуатации подводного перехода сроком эксплуатации 20 лет из стали 17Г1С, с наружным диаметром 1020 мм и толщиной стенки 14 мм. Все условия были выполнены.

В выпускной квалификационной работе полностью достигнуты цель и задачи, были рассмотрены вопросы промышленной безопасности, охраны труда, произведен расчет экономической эффективности исследования.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Киренков А.Ю.			Заключение	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.							103
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					106
						ТПУ гр. 2Б6А	

Список использованных источников

1. Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Ревазов А.М., Соколов И.В. Предотвращение аварийных разливов при порывах нефтепромысловых трубопроводов на подводных переходах в пойменной зоне// Нефтегазовое дело. – 2014. – Т12 - №1. – С.103-108.
2. Забела К. А. Красков В. А., Москвич В. М. и др. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. - М.: Недра, 2001. - 194 с
3. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1979. – 415 с.
4. Новицкий Д.В., Кузьмин С.В., Иванов В.В. и др. Безопасность и надежность подводных переходов трубопроводных систем Западной Сибири.- ТИИС Инновация, 2017. – 62 с.
5. СП 36.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
6. Интервью о проблемах строительства подводного перехода магистрального трубопровода [Электронный ресурс]. – URL: https://giprotruboprovod.transneft.ru/u/articles_file/276/Interview_Matiushkov.pdf.
7. Мугаллимов Ф.И. Методология и технические средства обеспечения безопасной эксплуатации подводных переходов нефтепроводов: Автореф. Дис. докт.тех.наук. – Казань, 2003. – 301с.
8. Кожевникова Н.В, Суровец И.А. Современные методы строительства ППМН [Электронный ресурс]. – URL: https://giprotruboprovod.transneft.ru/u/articles_file/276/Interview_Matiushkov.pdf
9. Быковский В.А. Нефть и газ Западной Сибири. Экономика и социальные проблемы. Издательство «Баско». г. Екатеринбург, 2001. – 72 с.

					Повышение эффективности и безопасности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Киренков А.Ю.			Список использованных источников	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.							104
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					106
						ТПУ гр. 2Б6А	

10. Груздев А.А., Талалушкин Л.А., Самойленко С.А. Повышение надежности и экологической безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов в ОАО «Верхневолжскнефтепровод» // ТТН. – 1999. – № 9. – С.14 – 15.
11. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов): СНиП 2.06.04 – 82*: переизд. с изм. № 1., Утв. Пост. Госстроя СССР от 12.03.86; переизд. с изм. № 2, прин. Пост. Минстроя России от 13.07.95 взамен СНиП II – 57 – 75: Минстрой России // ГП ЦПП. – М., 1996. – 48 с.
12. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
13. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т./под общ. ред. Ю.В. Лисина. М.: Недра, 2017. - Т. 2. - 519 с
14. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
15. ГОСТ 12.0.003–2015.
16. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
18. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
19. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
22. ГОСТ 12.2.003–91 (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
23. СанПин 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

					Список использованных источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
25. СанПиН 2.2.12.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
26. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
27. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
28. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
29. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

					Список использованных источников	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		